



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02.289.76.11
Fax: 02.289.76.99

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)100107-CDC-934

over de

*"componenten van de elektriciteits- en
aardgasprijzen"*

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

7 januari 2010

INHOUD

INLEIDING.....	3
I. Berekeningshypotheses	4
I.1. Beschrijving van de typeklanten.....	4
I.2. Berekeningsmethode.....	6
I.2.1. Elektriciteit.....	6
I.2.1. Aardgas	15
II. Berekeningen typeklanten elektriciteit	19
II.1. Prijs aan de eindverbruiker, inclusief belastingen	19
II.2. Overzicht van de belangrijkste componenten.....	24
II.3. Leveranciersprijs (energieprijs)	34
II.4. Tarief van de transmissienetbeheerder	41
II.5. Tarief van de distributienetbeheerders.....	53
II.6. Openbare heffingen	65
II. 7. Bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling	71
II.8. Energiebelasting en BTW (voor de residentiële afnemers)	73
III. Berekeningen typeklanten aardgas	77
III.1. Prijs aan de eindverbruiker, inclusief belastingen	77
III.2. Overzicht van de belangrijkste componenten.....	82
III.3. Leveranciersprijs (energieprijs)	88
III.4. Tarief van de transportnetbeheerder.....	92
III.5. Tarief van de distributienetbeheerders.....	93
III.6. Openbare heffingen	104
III.7. Energiebelasting en BTW	107
IV. Evolutie 2008-2009	109
IV.1. Elektriciteit.....	109
IV.1.1 Residentiële klanten	109
IV.1.2 Professionele klanten	111
IV.2. Aardgas.....	113
IV.2.1. Residentiële klanten	114
IV.2.2. Professionele klanten	115
V. Voornaamste besluiten.....	117
V.1. Elektriciteit.....	117
V.2. Aardgas.....	118

INLEIDING

De studie over de componenten van de elektriciteits- en aardgasprices werd, voor het eerst, in het voorjaar van 2008 ((F)080513-CDC-763) uitgevoerd op vraag van de Minister van Klimaat en Energie. De studie had tot doel de evolutie te onderzoeken van de elektriciteits- en aardgasprice aan de eindafnemer aangesloten aan de distributienetten over een periode van vijf jaar (van 2003 tot 2008). Zo werd de bijdrage van de verschillende componenten aan de pricevoluties vastgesteld.

De CREG heeft ervoor geopteerd om jaarlijks een *update* van deze studie uit te brengen. Dergelijke allesomvattende studie van de *retail*prices (residentiële + kleine industriële klanten) geeft immers belangrijke inzichten in de evolutie van de specifiek samenstellende delen van deze elektriciteit- en gasprices. In het najaar van 2009 heeft de Minister van Klimaat en Energie gevraagd een update van de studie te maken voor de periode oktober 2008-oktober 2009. Omdat alle parameters tot december 2009 bekend zijn, bespreekt deze studie de evolutie van de elektriciteits- en aardgasprices voor de periode juli 2003 – december 2009.

De studie is als volgt opgebouwd. Hoofdstuk I bespreekt de methodologie van de studie (beschrijving van de typeklanten en berekeningsmethode van de componenten). Hoofdstukken II en III zetten de berekeningen van de typeklanten voor elektriciteit (hoofdstuk II) en voor aardgas (hoofdstuk III) uiteen en lichten de evolutie van de verschillende componenten toe. Hoofdstuk IV bespreekt de evolutie van de elektriciteits- en aardgasprices voor de periode december 2008-december 2009. Hoofdstuk V geeft het besluit weer.

I. BEREKENINGSHYPOTHESES

I.1. Beschrijving van de typeklanten

I.1.1. ELEKTRICITEIT

1. De studie baseert zich op de definities van de typeklanten door Eurostat. Om de bestendigheid van de tariefevolutes in de tijd te verzekeren, houdt de studie voor de typeklanten Dc en Ic (Ic1) rekening met de verandering van de verdeling van het dag- en nachtverbruik. Dit is een gevolg van de uitbreiding van de daluren tot het weekend vanaf januari 2007.

2. De typeklanten elektriciteit worden gedefinieerd als volgt.

- Db is een huishoudelijke afnemer met een verbruik van 1.200 kWh per jaar zonder nachtteller. Hij heeft een aansluitingsvermogen van 3 tot 4 kW¹ en wordt bevoorraadt in laagspanning (LS). Hij is representatief voor een woning van 70 m² bestaande uit 3 plaatsen en een keuken. De berekeningen gaan uit van een gezin van 2 personen (300 kWh gratis in Vlaanderen).
- Dc is een huishoudelijke afnemer met een verbruik van 3.500 kWh per jaar. Hij heeft een aansluitingsvermogen van 4 tot 9 kW en wordt bevoorraadt in LS. Het verbruik van deze afnemer is verdeeld over dag- en nachturen en wel als volgt:
 - tot december 2006 houdt de studie rekening met de definitie van Eurostat die uitgaat van een verbruik van 2.200 kWh overdag en 1.300 kWh 's nachts ;
 - vanaf januari 2007 houdt de studie rekening met de uitbreiding van de daluren tot het weekend, waardoor het verbruik verandert in 1.600 kWh overdag en 1.900 kWh 's nachts.

Deze afnemer is representatief voor een woning van 90 m² bestaande uit 4 plaatsen en een keuken. De berekeningen gaan uit van een gezin van 4 personen (500 kWh gratis in Vlaanderen).

¹ Voor de berekening van het recht dat geheven wordt voor de financiering van de openbare dienstverplichtingen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, houdt de studie rekening met het recht dat van toepassing is op een aansluitingsvermogen gelegen tussen de volgende klemmen]1,44 kVA ; 6 kVA].

- Dc₁ is een huishoudelijke afnemer afgeleid van de typeklant Dc Eurostat en met hetzelfde energieverbruik (3.500 kWh), maar die niet over een nachtteller beschikt.
- lb is een professionele afnemer met een maximum jaarvermogen van 55 kVA en die 50.000 kWh per jaar verbruikt zonder nachtteller (hetzij een gebruik van ongeveer 1.000 uur/jaar). Hij wordt bevoorrad in LS (0,23 tot 0,4 kV).
- lc is een professionele afnemer met een maximum jaarvermogen van 111 kVA, bevoorrad in LS (0,23 tot 0,4 kV). Het verbruik van deze afnemer is verdeeld over dag- en nachturen als volgt:
 - tot december 2006 houdt de studie rekening met de definitie van Eurostat die uitgaat van een verbruik van 144.000 kWh overdag en 16.000 kWh 's nachts ;
 - vanaf januari 2007, als gevolg van de uitbreiding van de daluren tot het weekend, is het verbruik verdeeld in 135.000 kWh overdag en 25.000 kWh 's nachts.
- lc1 De professionele afnemers en in het bijzonder afnemer lc kunnen aangesloten zijn op een hoger spanningsniveau dan LS. Deze studie geeft tevens de voornaamste evoluties weer van de prijscomponenten van een afnemer wiens verbruiksprofiel identiek is aan dat van lc maar waarvan de aansluiting in middenspanning gebeurt (net 26-1kV). Deze typeklant wordt gerefereerd als lc1 in het vervolg van de tekst.

I.1.2. AARDGAS

3. De typeklanten aardgas worden gedefinieerd als volgt.

- T1 is een huishoudelijke afnemer met toepassing "keuken – warm water " (0 tot 5 MWh/jaar). De overeenkomstige typeklant Eurostat is D1 met een verbruik van 2.326 kWh/jaar en een geraamd vermogen van 0,5 m³/h.
- T2 is een huishoudelijke afnemer met toepassing "verwarming " (5 tot 150 MWh/jaar). De overeenkomstige typeklant Eurostat is D3 met een verbruik van 23.260 kWh/jaar en een geraamd vermogen van 2,5 m³/h.
- T3 is een tertiaire afnemer (150 tot 1.000 MWh/jaar). Omdat er geen overeenkomstige typeklant Eurostat is, heeft de CREG een typeklant genomen met een gemiddeld verbruik van 330.000 kWh/ jaar en een geraamd vermogen van 20 m³/h.

- T4 is een kleine industriële afnemer (van 1.000 tot 10.000 MWh/jaar) met een jaarlijks gebruik van 200 dagen/jaar. Omdat er geen overeenkomstige typeklant Eurostat is, heeft de CREG een typeklant genomen met een gemiddeld verbruik van 2.300.000 kWh/ jaar en een geraamd vermogen van 100 m³/h.

I.2. Berekeningsmethode

I.2.1. Elektriciteit

4. De volgende paragrafen geven een methodologische toelichting bij de definitie en de berekening van de verschillende componenten voor elektriciteit.

5. Prijs aan de eindverbruiker, inclusief belastingen

De prijs aan de eindverbruiker² is berekend per maand op basis van de som van de zes volgende componenten :

1. leveranciersprijs (energieprijs)
2. bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling
3. transmissie (exclusief openbare heffingen)
4. distributie (exclusief openbare heffingen)
5. openbare heffingen
6. BTW en energiebelasting

6. Leveranciersprijs (energieprijs)

Dit is de energieprijs exclusief bijdragen voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling, BTW en energiebelasting.

² De studie beschrijft dus niet de evolutie, maand per maand, van de jaarlijkse eindfactuur, maar wel die van de maandelijkse prijs aan de eindverbruiker. Het beschrijven van de evolutie, maand per maand, van de jaarlijkse eindfactuur zou erin bestaan om voor elke maand de prijs aan de eindverbruiker van de laatste 12 maanden in beschouwing te nemen, evenals de voor elke maand gefactureerde volumes (uniforme spreiding van het jaarlijks verbruik of in aanmerking nemen van de verbruiksprofielen op basis van de SLP-curves).

Op verzoek van de CREG hebben beide leveranciers, Luminus en Electrabel, de tarieffiches overgemaakt van hun meest representatieve tarief voor de verschillende typeklanten die door de studie bestreken worden. Luminus heeft volgende fiches overgemaakt voor laagspanning:

- “Luminus Standaard” (van toepassing tot oktober 2004)
- “Luminus Actief” (van toepassing vanaf oktober 2004)
- “Luminus Optimum LS” (van toepassing vanaf januari 2007 voor Ib en Ic typeklanten)

Electrabel heeft de tarieffiches overgemaakt die overeenstemmen met het tarief “EnergyPlus”³ en “EnergyProfessional” evenals, vanaf de maand september 2006, het tarief “Electrabel Expert”. De voor de verschillende typeklanten overgemaakte fiches hebben allemaal betrekking op een tarifiering in LS. Voor MS heeft Electrabel de tarieffiches “Electrabel Expert Middenspanning” opgeleverd vanaf januari 2007. In tegenstelling tot een laagspanningsklant (die een tariefformule met de parameters Ne en Nc heeft) krijgt een middenspanningsklant een tarief aangerekend met de parameters Ne en EBIq. Luminus heeft, voor een middenspanningsklant, de tarieffiches “Optimum Pro MS” opgeleverd vanaf januari 2007. Dit tarief is vanaf oktober 2008 gebonden aan de Endex 126 en Ne. Voorheen bepaalden de indexen Ne en Nc de evolutie van het tarief.

De prijsberekeningen van de leveranciers berusten op maandelijkse tariefformules geïndexeerd op basis van de indexeringsparameters die van toepassing zijn voor de lopende maand.

Belangrijk is om bij de interpretatie van de resultaten voor ogen te houden dat het tarief “Luminus standaard” dat tot in oktober 2004 werd toegepast, een “all-in” tarief⁴ is. De leveranciersprijs (energieprijs) werd bijgevolg geraamd volgens het verschil tussen:

- het “all-in” tarief
- de transmissie- en distributienettarieven evenals de bijdragen voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling.

Deze berekening levert bijgevolg slechts een benadering van de leveranciersprijs (energieprijs) op.

Om over volledige reeksen van componenten met betrekking tot de transmissie en distributie vanaf 2003 te beschikken, werden de berekeningen van de prijs aan de eindverbruiker in het

³ Of de equivalent ervan vóór het in gebruik nemen van de benaming “EnergyPlus”.

⁴ Inclusief transmissie- en distributiekosten, maar exclusief federale bijdrage en energiebelasting.

Waals en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest gemaakt in de veronderstelling dat alle afnemers sinds 2003 in aanmerking komende afnemers waren. Ze berusten dus op door de CREG goedgekeurde transmissie- en distributienettarieven. De in de berekeningen gebruikte leveranciersprijs is deze die van toepassing is op de in aanmerking komende afnemers in Vlaanderen. Om dezelfde reden (volledigheid van de reeksen) veronderstelt de studie tevens dat Luminus actief is in het segment van de residentiële afnemers van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Daarbij werden dezelfde tariefformules gebruikt als in Wallonië en Vlaanderen.

7. Bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling

De bij de berekeningen gebruikte waarden zijn deze die door de leveranciers worden opgegeven in hun tarieffiches.

De tarieffiches van Luminus bevatten tot in januari 2007 geen bijdragen voor hernieuwbare energie die in het Waals en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest van toepassing waren. Bijgevolg werd uitgegaan van de hypothese dat, voor de periode vóór januari 2007, de bijdragen werden aangerekend ten bedrage van de administratieve boete bepaald door de gewestelijke overheid. Dit stemt overeen met de berekeningsmethode beschreven in de algemene voorwaarden van het tarief Luminus Actief in 2008.

In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest werd de bijdrage voor hernieuwbare energie van toepassing in juli 2004. Voor de overige gewesten gaan de berekeningen uit van een toepassing vanaf 2003.

8. Transmissie (exclusief openbare heffingen)

De transmissienettarieven zijn deze die door de distributienetbeheerders worden toegepast. Ze steunen op de voor Elia System Operator goedgekeurde transmissienettarieven zoals die door de distributienetbeheerders (DNB's) worden doorberekend op basis van:

- de technische specificaties van hun net (rekening houdend met de procentuele verliezen van de distributie)
- de structuur van hun afnemers
- de wijze van tarifiering

Er zijn immers twee grote wijzen van tarifiering:

- een gemiddelde tarifiering (volgens het aantal kWh en ongedifferentieerd per klantengroep) die toegepast wordt door Sibelga;
- een tarifiering gedifferentieerd per klantengroep, die rekening houdt met het afgenomen vermogen (toegepast door de overige distributienetbeheerders van het onderzochte staal).

De openbare heffingen die werden afgetrokken van de transmissienettarieven worden hierna weergegeven.

Noteer dat IEH de CREG ervan op de hoogte stelde dat ze in 2003 geen transmissienetkosten had aangerekend. Voor IEH in 2003 wordt deze component dus niet opgenomen.

De transmissienettarieven toegepast door Inter-Energa in 2003 werden niet aan de CREG meegedeeld. Voor dat jaar baseerde de studie zich bijgevolg op de tarieven vermeld in de tarieffiches van Electrabel.

De transmissienetcomponent bevat de volgende subcomponenten:

- Transmissie – ondersteunende diensten. Het gaat om het deel van de transmissienettarieven dat de ondersteunende diensten van Elia System Operator dekt, met name :
 - primaire frequentieregeling, secundaire evenwichtsregeling en black-start (met inbegrip van de compensatie van de verliezen op het transmissienet);
 - regeling van de spanning en van het reactief vermogen;
 - het congestiebeheer.

Voor de meeste DNB's en de meeste jaren zijn de tarieven van de ondersteunende diensten op het transmissienet terug te vinden in de door de distributienetbeheerders gepubliceerde tarieven. Voor Inter-Energa en Tecteo, waarvan de tarieven van de ondersteunende diensten niet terug te vinden waren in 2003 en 2004, gaat de studie uit van de veronderstelling van een zelfde evenredig deel als bij de overige DNB's werd vastgesteld. Deze hypothese lijkt realistisch omdat het aandeel van de ondersteunende diensten in de transmissienettarieven bij de overige DNB's in 2003 en 2004 overal ongeveer 20% bedroeg. Voor Sibelga, dat over de hele onderzochte periode een gemiddeld tarief hanteerde dat op alle klantengroepen van toepassing was, werd dit

aandeel bepaald op basis van de uitsplitsing van de jaarlijkse factuur die door Sibelga aan de leveranciers wordt bezorgd.

- Transmissie – overgedragen overschot/tekort. Dit is het verschil tussen
 - o de transmissienettarieven toegepast door de DNB's
 - o de transmissienettarieven die geraamd worden door de overschotten/tekorten van de vorige boekjaren als gevolg van de bonus/malus beslissingen genomen door de CREG⁵ te annuleren.

De berekeningen nemen zowel de exploitatieoverschotten/tekorten (bonus-malusbeslissingen) in aanmerking die in de kosten van Elia System Operator naar voor komen als deze die naar voor komen uit de toepassing van de cascade van de transmissienettarieven door de distributienetbeheerders.

De berekende waarden voor deze component moeten omzichtig geïnterpreteerd worden, omwille van volgende assumpties:

1. Er werd verondersteld dat de exploitatieoverschotten/tekorten vastgesteld op het niveau van Elia System Operator gelijkmatig gespreid zijn over de verschillende klantengroepen van de distributie. Dit is niet het geval voor de DNB's die een gedifferentieerde tarifiering per spanningsniveau⁶ toepassen.
2. Voor de meeste DNB's en de meeste jaren die in de studie in beschouwing worden genomen, is het exploitatieoverschot/tekort⁷, dat eigen is aan de door de DNB's toegepaste cascade van de transmissienettarieven, niet terug te vinden. Dat zit bijgevolg vervat in het exploitatieoverschot/tekort van de distributienettarieven. Gaselwest en Imewo hebben sinds 2007 rekening gehouden met een specifieke overdracht op de transmissienettarieven en een berekening van de transmissienettarieven van de jaren 2007 en 2008 verstrekt waarin het exploitatieoverschot/tekort eigen aan de transmissie geïsoleerd wordt.

⁵ Het overgedragen overschot/tekort wordt dus geïsoleerd tijdens het exploitatiejaar waarin het op de tarieven wordt aangerekend (in principe twee jaar na het exploitatiejaar waarin het ontstond).

⁶ Voor de DNB's die de transmissiekosten op gedifferentieerde wijze per klantengroep spreiden, wordt een wijziging van de transmissienettarieven niet evenredig over de klantengroepen gespreid. Idealiter had elke DNB het geheel van de transmissienettarieven van de verschillende jaren moeten herberekenen op basis van de transmissienettarieven van Elia System Operator exclusief exploitatieoverschot/tekort. Een dergelijke berekening viel echter buiten het bereik van deze studie.

⁷ De exploitatieoverschotten/tekorten zijn gerealiseerd in kader van de bonus-malusbeslissingen van de CREG.

IEH heeft eveneens een schatting van dit cijfer voor 2008 gegeven.

3. Sibelga heeft de gecumuleerde overschotten/tekorten op 31/12/2006 teruggegeven door ze in één keer over te dragen naar de transmissienettarieven van 2008.
4. Inter-Energa heeft een lokale 70 kV net met een transmissiefunctie, waarvan de kosten worden samengevoegd met die van Elia System Operator om de transmissienettarieven van de DNB te berekenen. De uit deze infrastructuur gehaalde exploitatieoverschotten/tekorten worden sinds 2006 opgenomen in de transmissienettarieven. Inter-Energa heeft een raming verstrekt van de transmissienettarieven die deze exploitatieoverdrachten neutraliseren.

- Transmissie – exclusief openbare heffingen, ondersteunende diensten en overgedragen overschotten/tekort. Dit tarief wordt berekend volgens het verschil tussen de component “Transmissie (exclusief openbare heffingen)” en de subcomponenten “Transmissie – ondersteunende diensten” en “Transmissie – overgedragen overschot/tekort”.

9. Distributie (exclusief openbare heffingen)

Het betreft hier de distributienettarieven, zoals goedgekeurd door de CREG, exclusief openbare heffingen. Noteer dat om de vergelijkbaarheid van de distributienettarieven tussen de gewesten onderling te verbeteren, de “wegenisvergoeding” van toepassing in het Waals Gewest en de “wegenisretributie” van toepassing in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest werden afgetrokken van het systeembeheertarief om opnieuw opgenomen te worden als openbare heffingen (zie hierna). De openbare heffingen die werden afgetrokken van de distributienettarieven worden hierna weergegeven.

Elke vergelijking tussen DNB's moet ermee rekening houden dat, voor de onderzochte periode, de mate van openstelling van de markten niet dezelfde was van het ene gewest tot het andere. Daardoor stemmen de door de tarieven gedekte kosten met verschillende realiteiten overeen.

Het distributienettarief bevat de volgende componenten:

- Distributie – ondersteunende diensten. Dit betreft het deel van de distributienettarieven dat de kosten voor de compensatie van de distributienetverliezen dekt. Deze component werd berekend op basis van de door de CREG goedgekeurde tarieven ter compensatie van de netverliezen.
- Distributie – ODV. Deze component geeft het deel van de distributienettarieven (exclusief openbare heffingen) weer dat is toe te schrijven aan openbare dienstverplichtingen (ODV) opgelegd door de gewestelijke overheid. Het werd berekend volgens het verschil tussen de distributienettarieven (exclusief openbare heffingen) toegepast door de DNB's en de distributienettarieven die geraamd worden door de kosten van de door de tarieven gedekte ODV te annuleren. Vanaf 2009, indien er goedgekeurde tarieven zijn, is openbare dienstverplichtingen een aparte tariefcomponent.
- Distributie – overgedragen overschot/tekort. Dit is het verschil tussen:
 - o de distributienettarieven toegepast door de DNB's;
 - o de distributienettarieven die geraamd worden door de overschotten/tekorten van de vorige boekjaren (ten gevolge van de door de CREG genomen bonus-malusbeslissingen) te annuleren.

Zoals eerder gezegd dienen de resultaten omzichtig geïnterpreteerd te worden. De in het kader van de bonus-malusbeslissingen van de CREG gemaakte berekeningen van de exploitatieoverschotten/tekorten, maken het niet altijd mogelijk om het exploitatieoverschot/tekort eigen aan de cascade van de transmissienettarieven terug te vinden. Dit is immers in sommige gevallen vervat in het exploitatieoverschot/tekort van de distributienettarieven.

- Distributie – exclusief openbare heffingen, ondersteunende diensten, ODV en overgedragen overschot/tekort. Dit tarief wordt berekend volgens het verschil tussen de component “Distributie (exclusief openbare heffingen)” en de subcomponenten “Distributie - ondersteunende diensten”, “Distributie - ODV” en “Distributie - overgedragen overschot/tekort”.

10. Openbare heffingen

Deze post omvat de openbare heffingen van de verschillende tariefcomponenten:

- Transmissie. De openbare heffingen van toepassing op de uitgang van de transformatoren naar MS werden in aanmerking genomen. Het gaat om:
 - de toeslag voor de financiering van de maatregelen ter bevordering van rationeel energiegebruik (REG) – enkel in Vlaanderen;
 - de toeslag voor het bezetten van het openbaar domein (Vlaanderen, tot in december 2004; Wallonië “wegenisvergoeding” van toepassing over de hele periode⁸);
 - de toeslag beschermde afnemers (tot 1 oktober 2005, vervolgens opgenomen in de federale bijdrage);
 - de federale bijdrage (tot 1 oktober 2005 - vervolgens aangerekend door de leveranciers- en terug door Elia System Operator vanaf juli 2009);
 - de toeslag voor de aansluiting van de off-shore windmolenparken (vanaf 2008);
 - de toeslag groene stroomcertificaten vanaf oktober 2008.

De gebruikte waarden zijn in de grote meerderheid van de gevallen deze die door de DNB's gebruikt worden in hun gecascadeerde transmissienettarieven. Ze houden dus rekening met de specifieke verliespercentages van elke DNB. Waar de detailweergave van de transmissienettarieven het niet mogelijk maakte om de bedragen van de toeslagen afzonderlijk te identificeren, werden de waarden zonder correctie voor verliespercentage gebruikt.

- Distributie. De volgende openbare heffingen werden in aanmerking genomen:
 - de toeslag voor het bezetten van het openbaar domein – “wegenisvergoeding” Wallonië;
 - de wegenisretributie – Brussels Hoofdstedelijk Gewest, vanaf 1 juli 2004;
 - inkomstencompensatie belastingen (voor 2007);
 - de toeslag ten gunste van de gemeenten (“Eliaheffing” (enkel in Vlaanderen vanaf juni 2005 tot 2008)).

⁸ De toeslag “wegenisretributie” die vanaf 1 juli 2004 van toepassing is in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, is niet van toepassing op het vlak van de transformatie naar middenspanningsnetten van ELIA System Operator.

De gebruikte waarden werden bepaald op basis van de distributienettarieven goedgekeurd door de CREG.

- Levering. De volgende openbare heffingen werden in aanmerking genomen :
 - de aansluitingsvergoeding (“redevance de raccordement”) – Waals Gewest, van toepassing sinds 15 juli 2003;
 - het recht voor de financiering van de openbare dienstverplichtingen – Brussels Hoofdstedelijk Gewest. De berekeningen gaan uit van een toepassing vanaf het derde trimester van 2004;
 - de federale bijdrage (vanaf 1 oktober 2005 aangerekend door de leveranciers tot en met juni 2009).

De gebruikte waarden zijn deze die voorkomen in de tarieffiches van de leveranciers, met uitzondering van de federale bijdrage waarvan het bedrag dat door de twee leveranciers wordt aangerekend een te verwaarlozen verschil vertoont en bijgevolg als identiek voor beide leveranciers werd beschouwd (er werd gebruik gemaakt van de door Electrabel gefactureerde waarden)⁹.

Voor de typeklanten Ib, Ic en Ic1 houden de berekeningen rekening met de degressiviteit van de federale bijdrage.

11. Energiebelasting en BTW

Voor de residentiële afnemers werd de BTW van 21% toegepast op alle componenten, behalve op de aansluitingsvergoeding in het Waals Gewest, waarvan de bedragen niet aan BTW onderworpen zijn, en op de federale bijdrage voor de periode juli 2003-april 2004, gedurende dewelke de BTW niet werd toegepast. Voor de professionele afnemers werd geen rekening gehouden met de aftrekbare BTW bij de berekening van de prijs aan de eindverbruiker. De “energiebelasting” of “energiebijdrage” bedraagt:

- c€ 0,19088/kWh voor LS sinds augustus 2003 (c€ 0,1634/kWh in juli 2003)
- c€ 0,00/kWh voor hoogspanning (bepaald als > 1 kV).

⁹ In werkelijkheid hangt het bedrag van de bijdrage die door elke leverancier wordt aangerekend af van zijn fuelmix (vrijstelling voor groene stroom toegekend op de componenten Kyoto en kernuitstap van de federale bijdrage).

I.2.1. Aardgas

Net zoals voor elektriciteit, volgt hierna een methodologische toelichting bij de definitie en de berekening van de verschillende componenten bij aardgas. Het is belangrijk om te benadrukken dat de studie voor het aardgas 2004 als vertrekpunt neemt, omdat de eerste distributienettarieven door de CREG werden vastgelegd in 2004.

12. Prijs aan de eindverbruiker, inclusief belastingen

Dit is de prijs aan de eindverbruiker berekend per maand op basis van de som van de vijf volgende componenten:

1. leveranciersprijs (energieprijs)
2. transport (exclusief openbare heffingen)
3. distributie (exclusief openbare heffingen)
4. openbare heffingen
5. BTW en energiebelasting

13. Leveranciersprijs (energieprijs)

Het gaat om de prijs van de energie. In tegenstelling tot elektriciteit, omvat de (op de tarieffiches vermelde) energieprijs de component transport. Die moest dus geraamd en eruit gehaald worden om enkel de component *commodity* over te houden.

Op verzoek van de CREG hebben de twee leveranciers, SPE en Electrabel, de tarieffiches van hun meest representatieve tarief voor de verschillende beoogde typeklanten bezorgd.

SPE bezorgde de fiches¹⁰:

- "Luminus Standaard", van toepassing tot eind 2004;
- "Luminus actief" (residentieel en KMO < 1 GWh/jaar).
- Luminus Optimum Pro

¹⁰ SPE heeft geen fiches noch tariefformules over de klanten T4 (> 1 GWh/jaar) bezorgd. SPE meldde dat deze tarieffiches niet bestaan voor dit klantentype. Voor T4 heeft SPE dus enkel prijsgemiddelden bezorgd. Bij gebrek aan tariefformule is de CREG niet in staat na te gaan of de meegedeelde cijfers met de realiteit overeenstemmen. De CREG moest dus gebruik maken van de tariefformules die van toepassing zijn op T3 klanten om zelf het tarief T4 te berekenen.

Electrabel bezorgde de fiches:

- Aardgastarieven – Vlaams Gewest, van toepassing tot eind 2004;
- “Energy Plus”;
- “Expert”.

De berekeningen van de leveranciersprijs steunen op maandelijks tariefformules geïndexeerd op basis van indexeringsparameters die van toepassing zijn voor de lopende maand.

Om over volledige reeksen componenten vanaf 2004 te beschikken, gaan de berekeningen van de prijs aan de eindverbruiker in Wallonië en Brussel uit van de veronderstelling dat alle afnemers sinds 2004 de in aanmerking komende afnemers waren. Ze steunen dus op de door de CREG goedgekeurde transport- en distributietarieven. De leveranciersprijs die bij de berekeningen wordt gebruikt, is die van toepassing op de in aanmerking komende afnemers in Vlaanderen. Om dezelfde reden (volledigheid van de reeksen) veronderstelt de studie eveneens dat Luminus actief is in Brussel, wat voorlopig niet het geval is.

De, door Electrabel en Luminus gehanteerde, tarieven op de vrijgemaakte markt in Vlaanderen in 2004 waren nog identiek aan de tarieven op de captieve markt. De component “leveranciersprijs” (energie) werd voor dat jaar dus bepaald door aftrekking van de andere componenten. Ter herinnering: de gasdistributietarieven werden voor het eerst door de CREG vastgesteld in augustus 2004, met terugwerkende kracht per 1 januari 2004.

14. Transport (exclusief openbare heffingen)

Zoals hoger aangegeven zijn in de tarieffiches van de leveranciers de gastransporttarieven opgenomen in de energieprijs. Deze zijn uitgedrukt in c€/kWh. De door de CREG goedgekeurde transporttarieven worden echter uitgedrukt in €/m³/h/jaar. Er werd dus een raming van de transportprijs per typeklant en per jaar gedaan. In tegenstelling tot elektriciteit, geldt voor het gastransport dat:

- de prijs identiek is, ongeacht de distributiezone;
- er geen kostencascade is;
- er geen openbare heffingen zijn.

Transport bestaat uit de volgende componenten.

- Transport – overgedragen overschot/tekort. Het gaat om het verschil tussen de reële transportkosten/ontvangsten en de gebudgetteerde transportkosten/ontvangsten van de vorige boekjaren, resulterend uit de door de CREG genomen bonus/malusbeslissingen met betrekking tot Fluxys.
- Transport – exclusief overgedragen overschot/tekort. Dit tarief wordt berekend volgens het verschil tussen de component “Transport” en de subcomponent “Transport – overgedragen overschot/tekort”.

15. Distributie (exclusief openbare heffingen)

Dit betreft de distributienettarieven zoals die door de CREG werden goedgekeurd, exclusief openbare heffingen (zie verder).

Bij elke vergelijking tussen de distributienetbeheerders moet men ermee rekening houden dat de mate van openstelling van de markten niet dezelfde was van het ene gewest tot het andere. Hierdoor stemmen de door de tarieven gedekte kosten met verschillende realiteiten overeen.

Het distributienettarief bevat de volgende componenten.

- Distributie - ODV. Deze component geeft het deel van de distributienettarieven weer voor de openbare dienstverplichtingen (ODV) opgelegd door de gewestelijke overheden. Hij werd berekend volgens het verschil tussen de distributienettarieven (exclusief openbare heffingen) zoals goedgekeurd door de CREG en de geschatte distributienettarieven na eliminatie van ODV.
- Distributie – overgedragen overschot/tekort. Het gaat om het verschil tussen de distributienettarieven (exclusief openbare heffingen) zoals goedgekeurd door de CREG en de distributienettarieven na eliminatie van de overschotten/tekorten van de vorige boekjaren.
- Distributie – exclusief overgedragen overschot/tekort en ODV. Dit tarief wordt berekend volgens het verschil tussen de component “Distributie” en de subcomponent “Distributie – overgedragen overschot/tekort” en de subcomponent “Distributie – ODV”.

16. Openbare heffingen

Deze post omvat de openbare heffingen van de verschillende tariefcomponenten.

- Distributie. De volgende openbare heffingen werden in aanmerking genomen:
 - de wegenisretributie (Brussel en Vlaanderen);
 - de rechtspersonenbelasting op de dividenden toegewezen aan de privépartner (gemengde DNB's).
- Levering. De volgende openbare heffingen werden in aanmerking genomen:
 - de federale bijdrage;
 - de toeslag beschermde afnemers;
 - de aansluitingsvergoeding (Wallonië).

17. Energiebelasting en BTW.

De BTW van 21% werd toegepast op alle componenten, behalve op de toeslag beschermde afnemers en de Waalse aansluitingsvergoeding, waarvan de bedragen niet aan de BTW onderworpen zijn. De “energiebelasting” bedraagt:

- c€ 0,09889/kWh sinds 2007 (daarvoor c€ 0,11589/kWh) voor de klanten T1 tot T3;
- c€ 0,03640/kWh sinds 2007 (daarvoor c€ 0,00/kWh) voor de klanten T4.

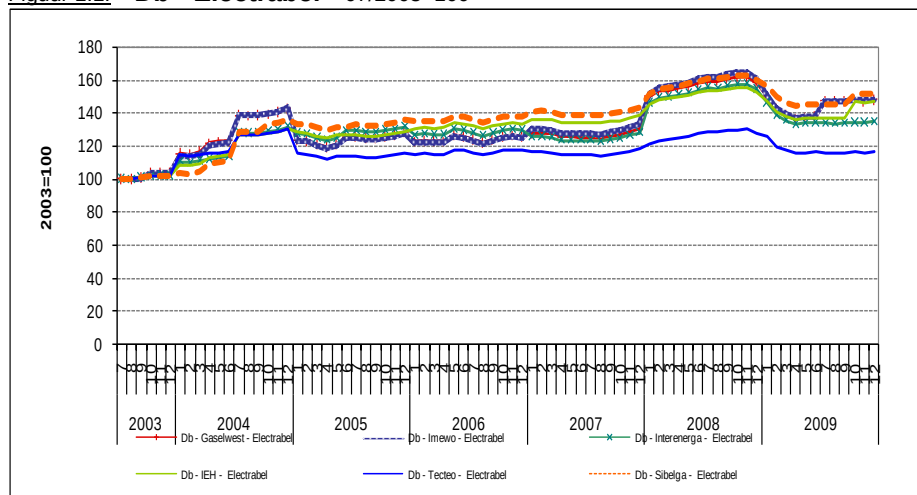
II. BEREKENINGEN TYPEKLANTEN ELEKTRICITEIT

II.1. Prijs aan de eindverbruiker, inclusief belastingen

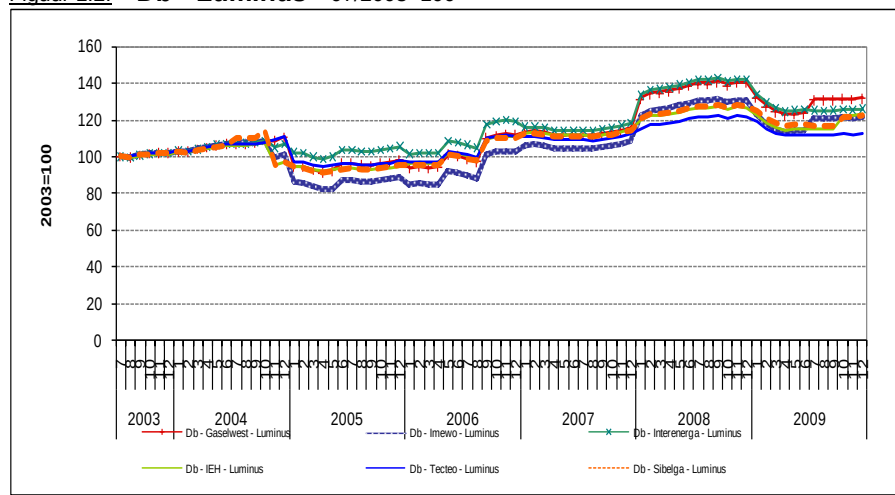
18. Figuren 1.1. tot 1.12. geven de evoluties weer van de prijs aan de eindverbruiker met index juli 2003=100. De bedragen in absolute waarde worden opgenomen in bijlage 1.

Figuur 1 – Overzicht van de evolutie van de prijs aan de eindverbruiker – 07/2003=100

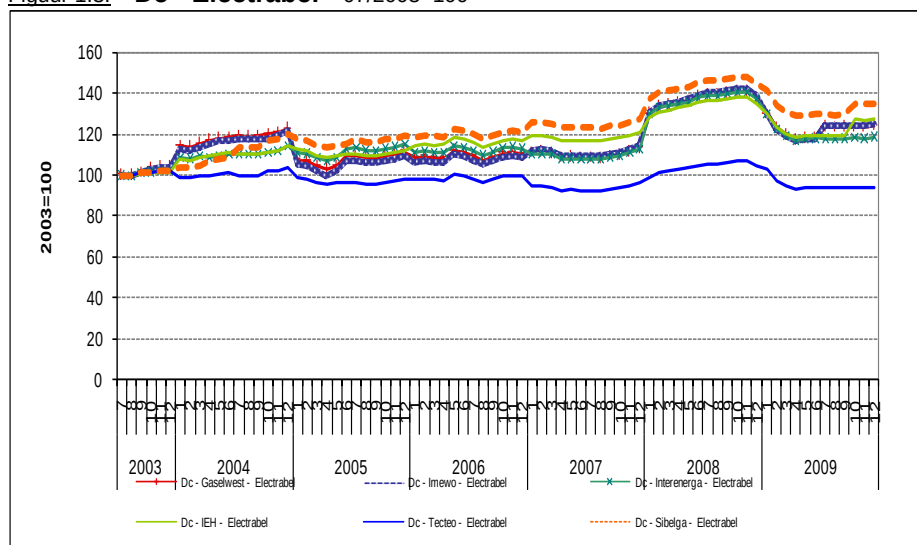
Figuur 1.1. – Db – Electrabel – 07/2003=100



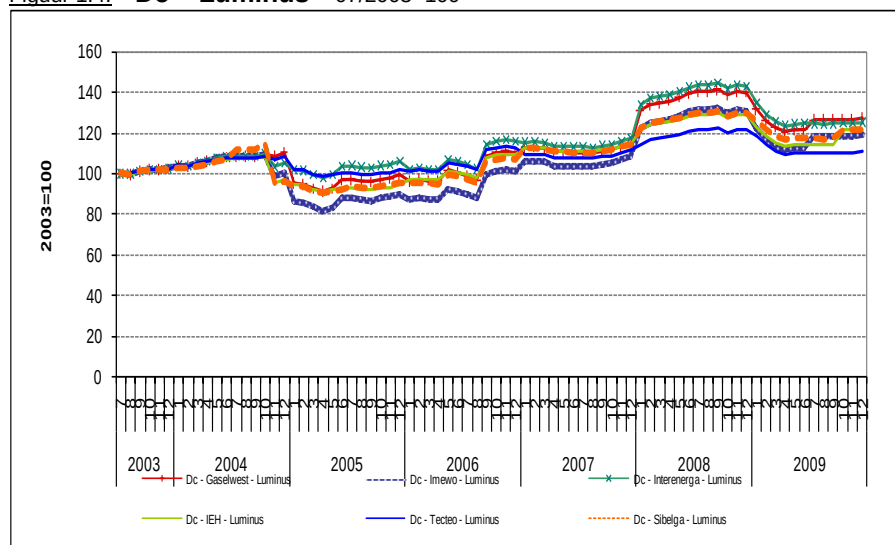
Figuur 1.2. – Db – Luminus – 07/2003=100



Figuur 1.3. – Dc – Electrabel – 07/2003=100

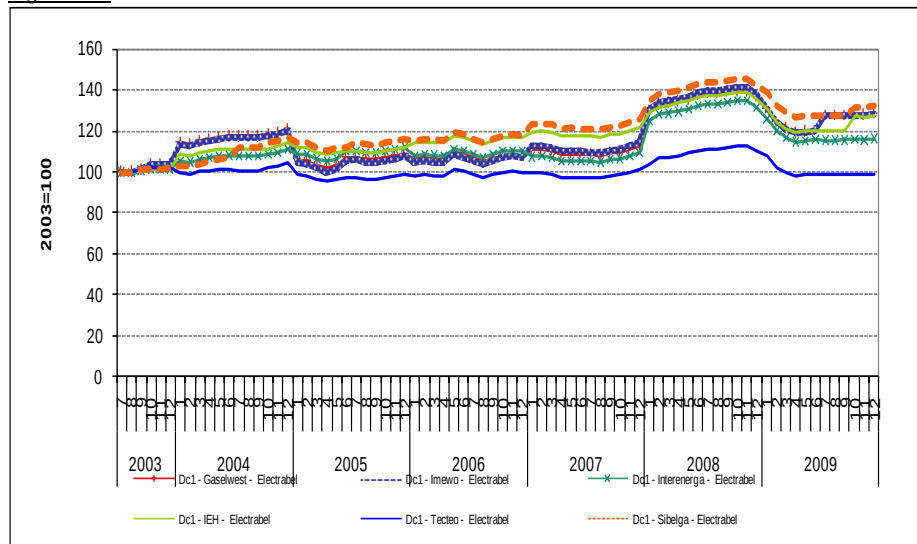


Figuur 1.4. – Dc – Luminus – 07/2003=100

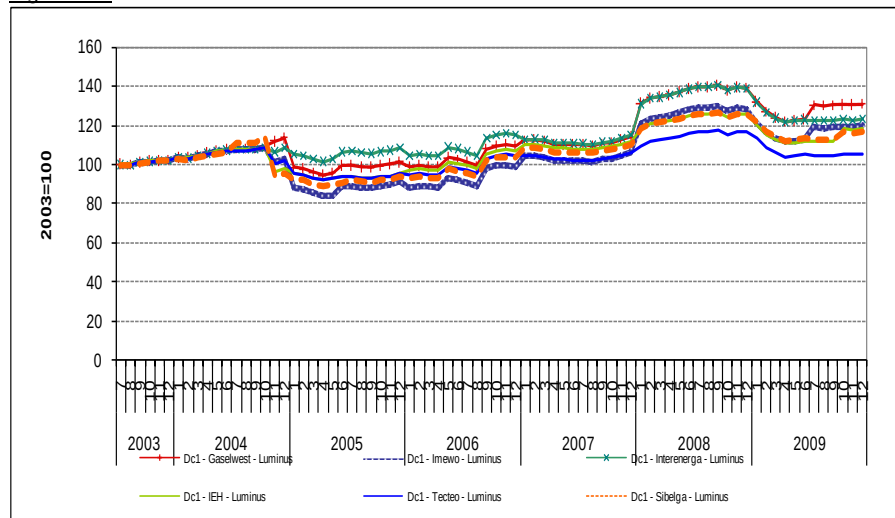


Figuur 1 – Overzicht van de evolutie van de prijs aan de eindverbruiker – 07/2003=100

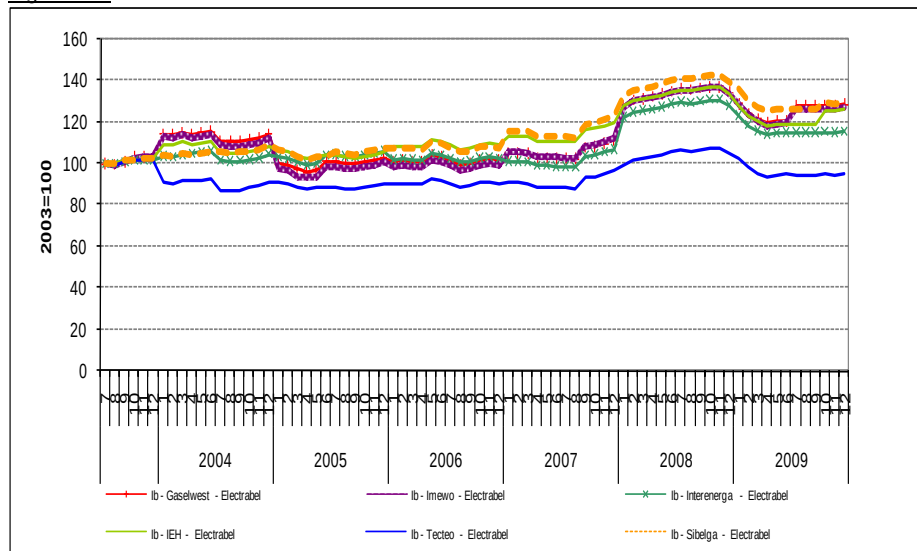
Figuur 1.5. – Dc1 – Electrabel – 07/2003=100



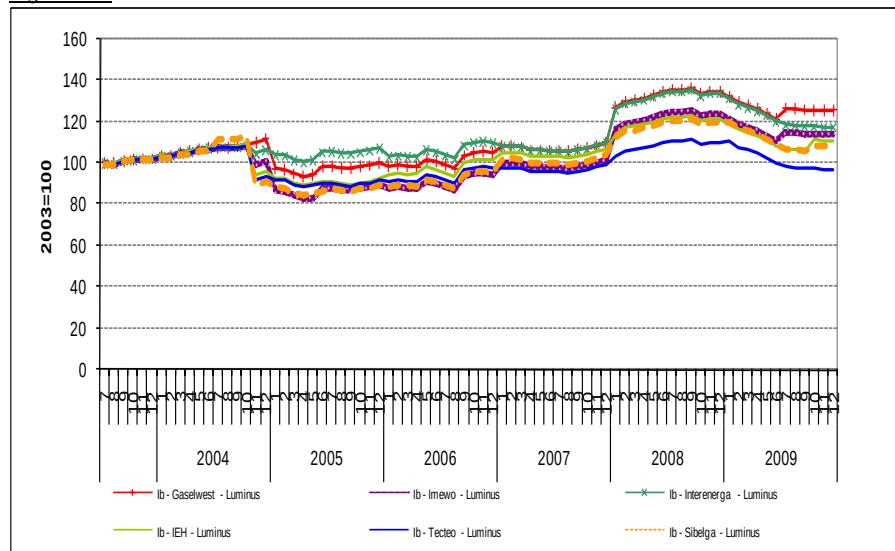
Figuur 1.6. – Dc1 – Luminus – 07/2003=100



Figuur 1.7. – Ib – Electrabel – 07/2003=100

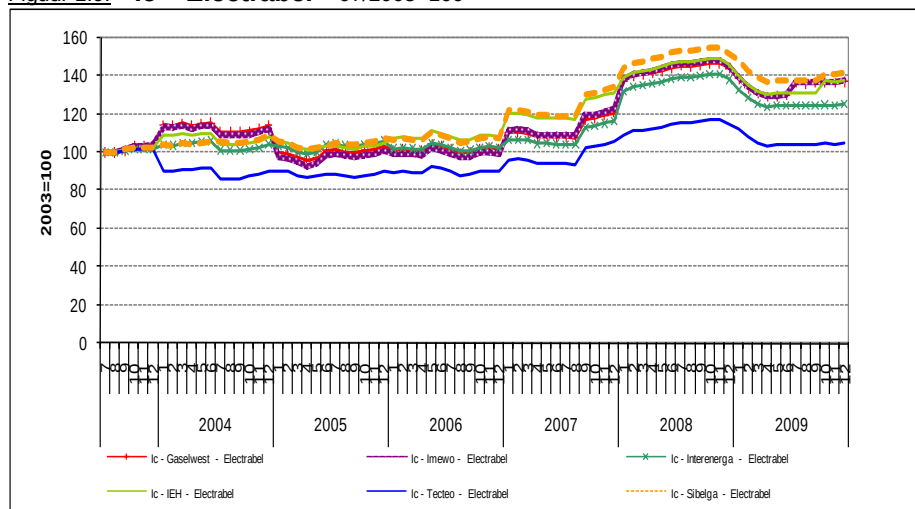


Figuur 1.8. – Ib – Luminus – 07/2003=100

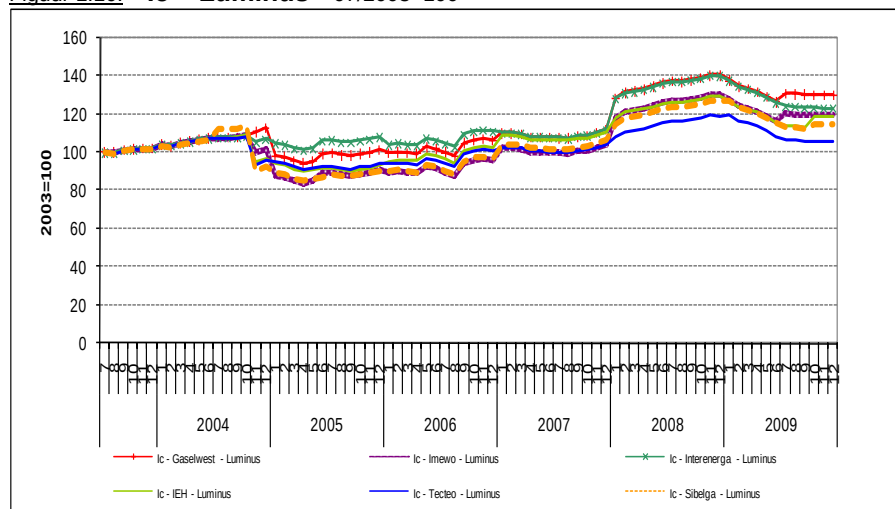


Figuur 1 – Overzicht van de evolutie van de prijs aan de eindverbruiker – 07/2003=100

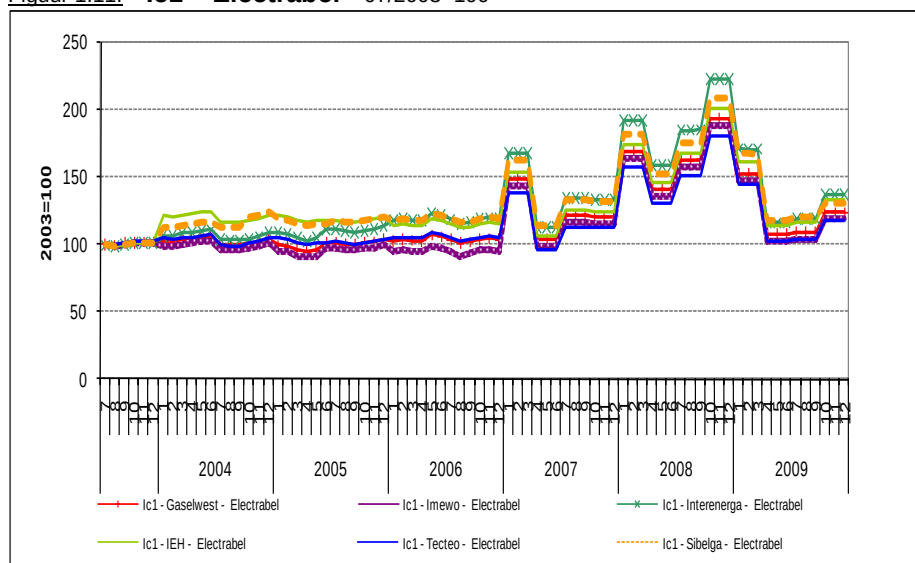
Figuur 1.9. – Ic – Electrabel – 07/2003=100



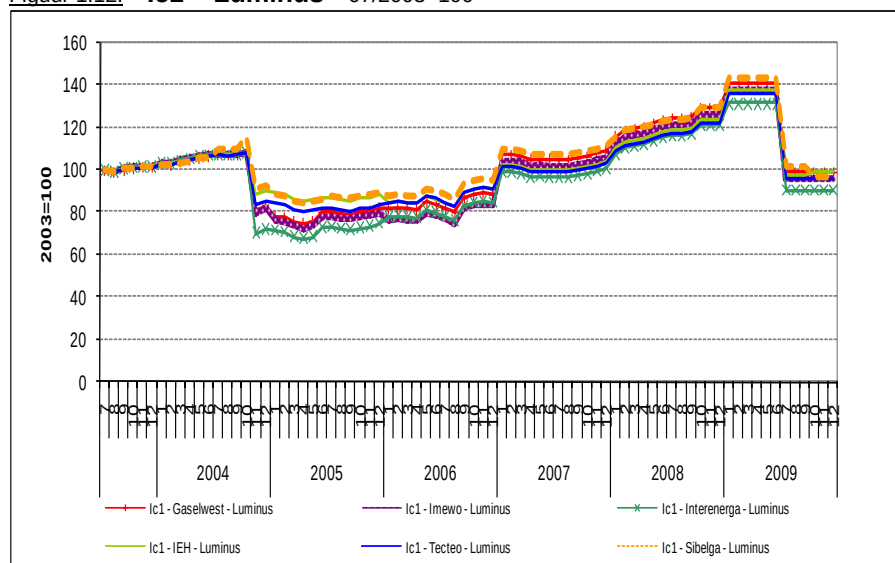
Figuur 1.10. – Ic – Luminus – 07/2003=100



Figuur 1.11. – Ic1 – Electrabel – 07/2003=100



Figuur 1.12. – Ic1 – Luminus – 07/2003=100



19. In november 2008 bereikt de prijs aan de eindverbruiker zijn hoogste peil sinds juli 2003 en dit zowel voor de residentiële als voor de professionele afnemers.

20. Tussen juli 2003 en december 2009 stelt men de volgende evoluties van de prijs aan de eindverbruiker inclusief belastingen vast:

RESIDENTIËLE AFNEMERS

- Db ondergaat een prijsstijging die voor Electrabel, gemiddeld 40% van de factuur van juli 2003 kan bedragen (48% in de zone van Imewo; Figuur 1.1.). Bij Luminus bedraagt de gemiddelde stijging 23% (Figuur 1.2.);
- Dc en Dc1 ondergaan gemiddeld een prijsstijging van 21% (zie figuur 1.3. tot 1.6.). Een dergelijke stijging wordt vastgesteld bij beide leveranciers, maar de distributiezones die de sterkste stijgingen kennen zijn verschillend voor beide leveranciers. Zo kan de stijging oplopen tot 35% bij Electrabel (zie figuur 1.3.).

PROFESSIONELE AFNEMERS

- Bij Luminus kennen de professionele afnemers Ib (zonder nachtverbruik) en Ic (met nachtverbruik) gelijkaardige prijsstijgingen als die welke vastgesteld worden voor de residentiële afnemers Dc1 (zonder nachtverbruik) en Dc (met nachtverbruik). Voor Ic1 is er een gemiddelde daling van 3,5% (Figuur 1.12.).
- Bij Electrabel, dat een gedifferentieerde energietarifiering volgens het verbruikspeil toepast, vertonen de prijsstijgingen ietwat meer contrast. Ze bedragen gemiddeld 20% voor Ib (Figuur 1.7.), 31% voor Ic (Figuur 1.9.) en 27% voor Ic1 (Figuur 1.11.).

De stijgingsverschillen tussen beide leveranciers zijn hoofdzakelijk toe te schrijven aan het relatief belangrijk aandeel van de leveranciersprijs (energieprijs) in de prijs aan de eindverbruiker. Verder was de in 2003 door Luminus gefactureerde prijs¹¹ een “all-in” prijs. Dit vereist een voorzichtige interpretatie van de resultaten van de indexen.

De ongelijke evolutie van de verschillende distributiezones houdt verband met de evolutie van de distributienettarieven (zie figuur 6.1. tot 6.12.).

Niettemin mag men besluiten dat de prijs aan de eindverbruiker aanzienlijk gestegen is tijdens de periode van vrijmaking.

¹¹ En dit tot in oktober 2004, wat duidelijk uit de grafieken naar voor komt door de haast identieke evolutie van de prijs aan de eindverbruiker in de verschillende distributiezones.

II.2. Overzicht van de belangrijkste componenten

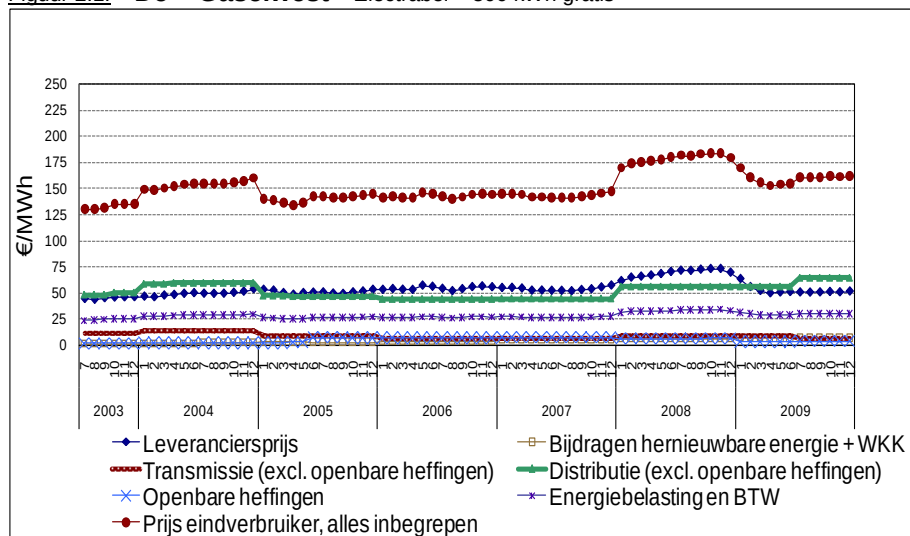
21. Figuren 2.1. tot 2.18. geven de zes belangrijkste componenten van de prijs aan de eindverbruiker weer in absolute waarden voor de typeklanten Dc, Ic en Ic1:

1. leveranciersprijs (energieprijs)
2. bijdrage hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling
3. transmissienettarief (exclusief openbare heffingen)
4. distributienettarief (exclusief openbare heffingen)
5. openbare heffingen
6. energiebelasting en BTW

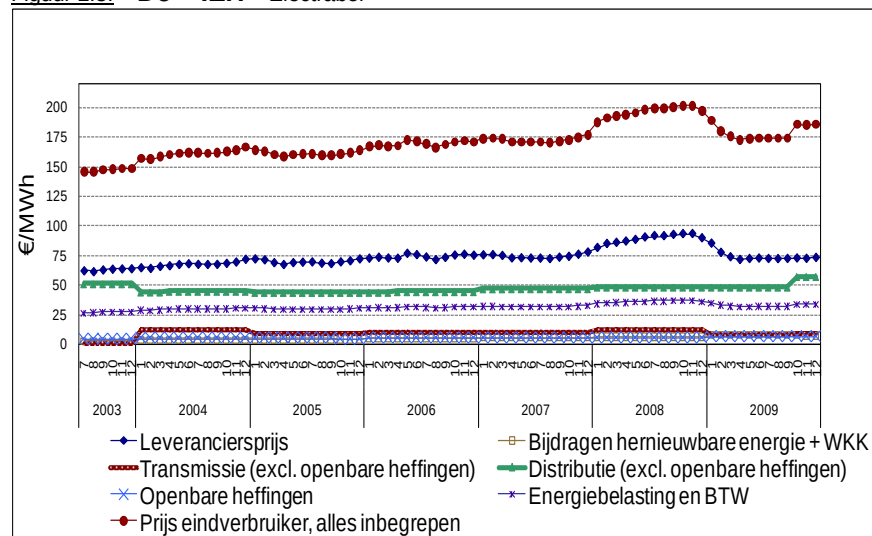
Afdelingen II.2. tot II.9. geven een overzicht van deze verschillende componenten.

Figuur 2 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindverbruiker – €/MWh

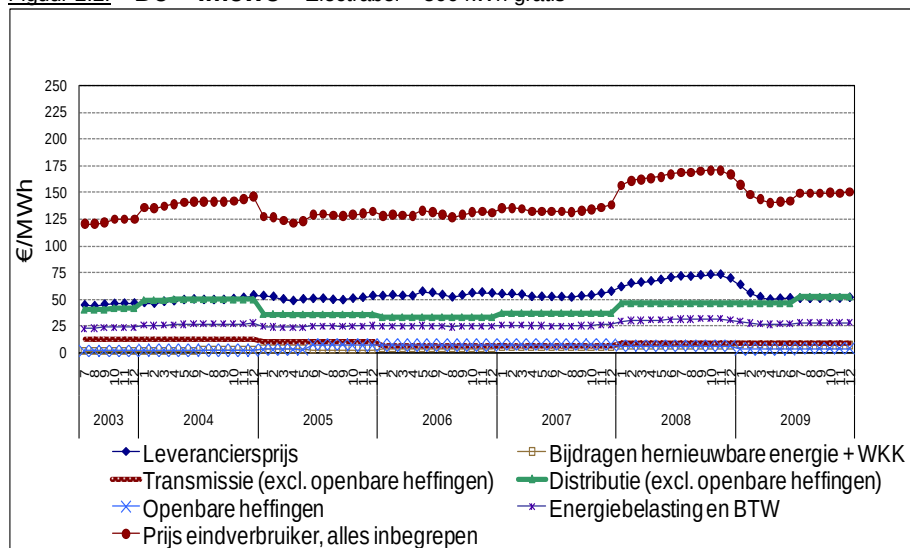
Figuur 2.1. – Dc – Gaselwest – Electrabel – 500 kWh gratis



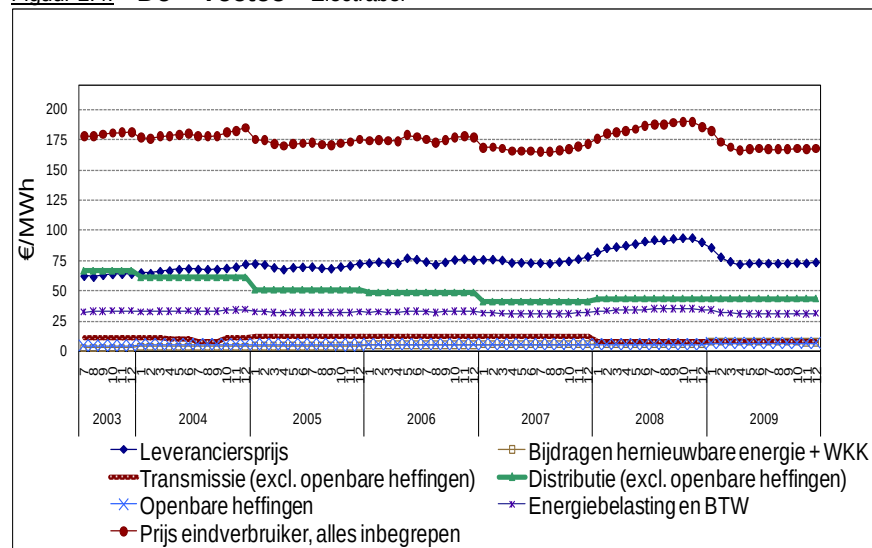
Figuur 2.3. – Dc – IEH – Electrabel



Figuur 2.2. – Dc – Imewo – Electrabel – 500 kWh gratis

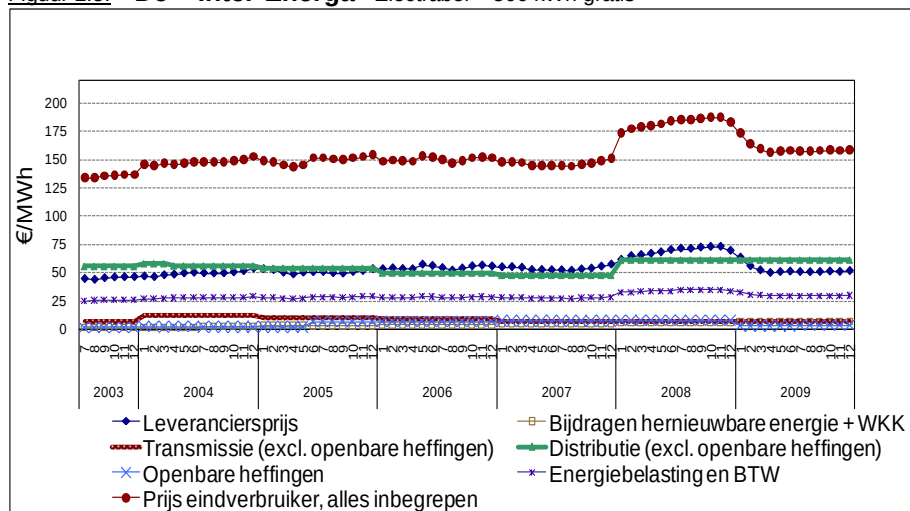


Figuur 2.4. – Dc – Tecteo – Electrabel

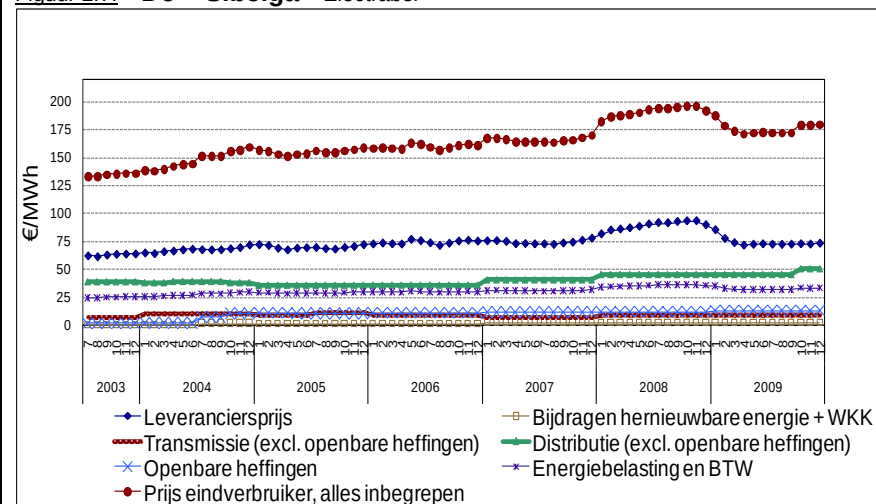


Figuur 2 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindverbruiker – €/MWh

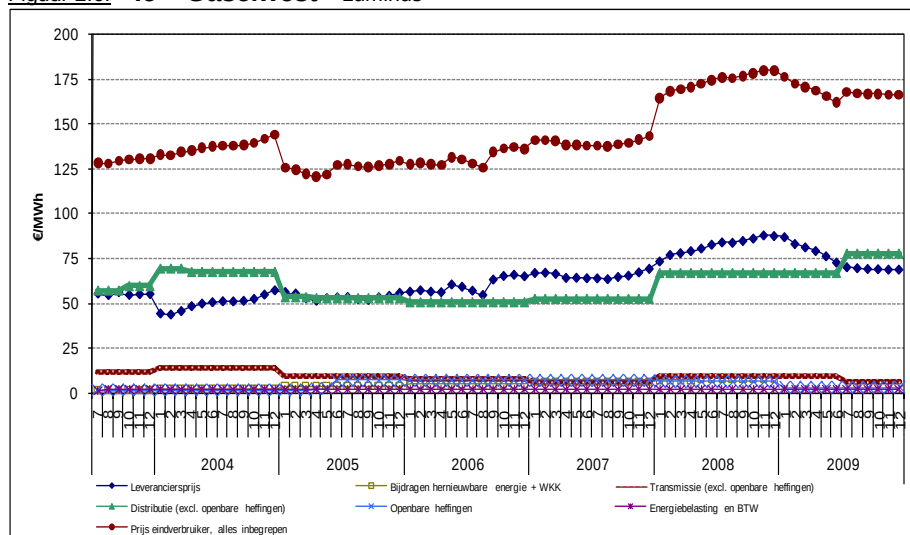
Figuur 2.5. – Dc – Inter-Energa - Electrabel – 500 kWh gratis



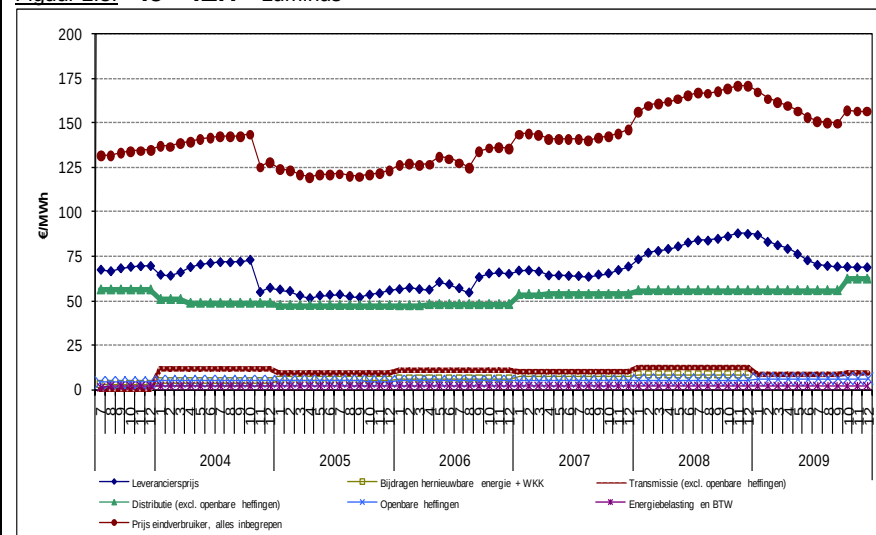
Figuur 2.7. – Dc – Sibelga – Electrabel



Figuur 2.6. – Ic – Gaselwest – Luminus

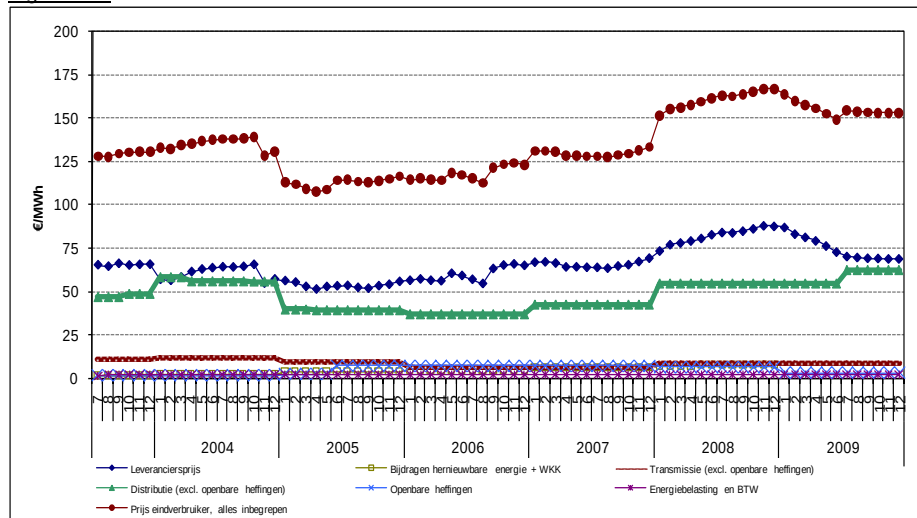


Figuur 2.8. – Ic – IEH – Luminus

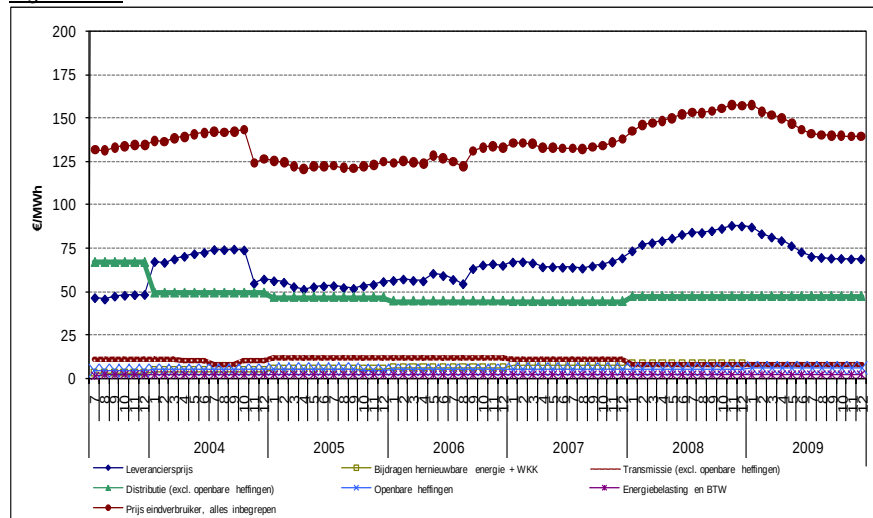


Figuur 2 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindverbruiker – €/MWh

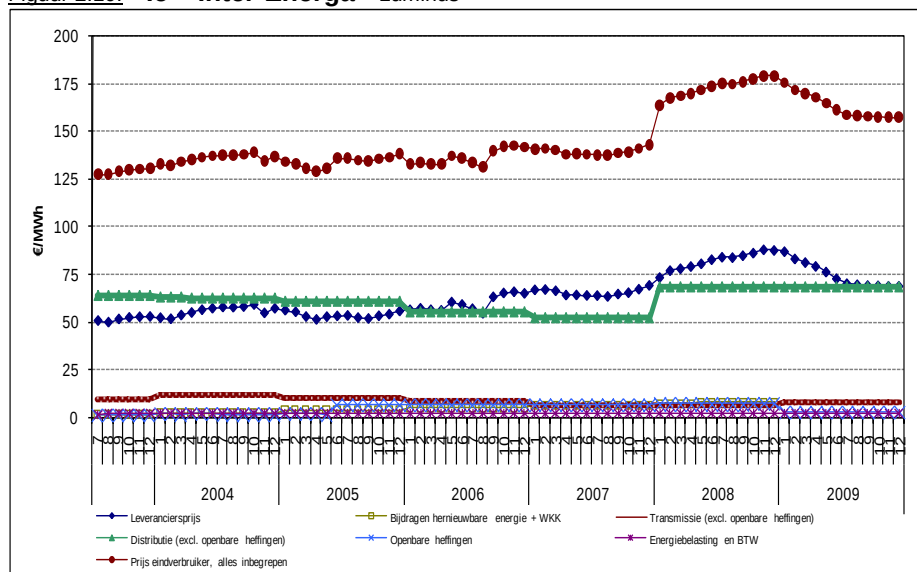
Figuur 2.9. – Ic – Imewo – Luminus



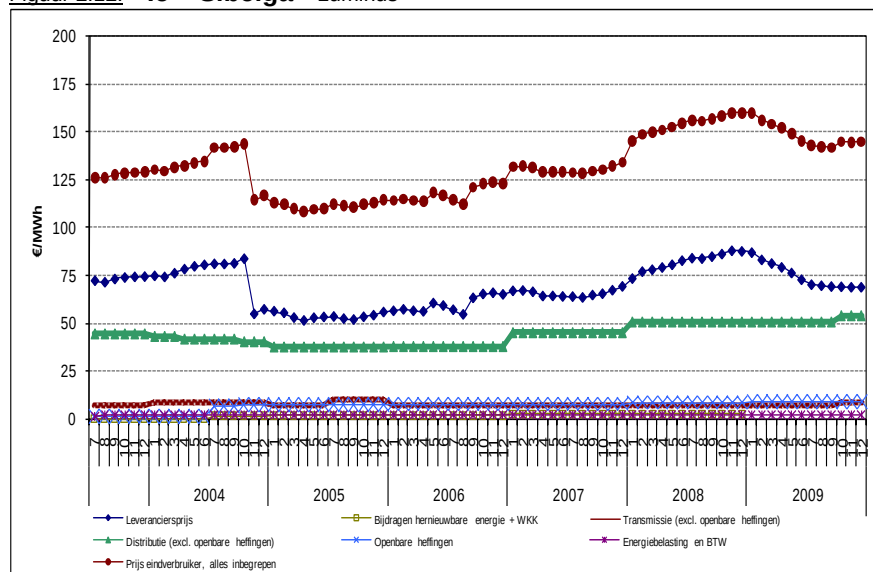
Figuur 2.11. – Ic – Tecteo – Luminus



Figuur 2.10. – Ic – Inter-Energa – Luminus

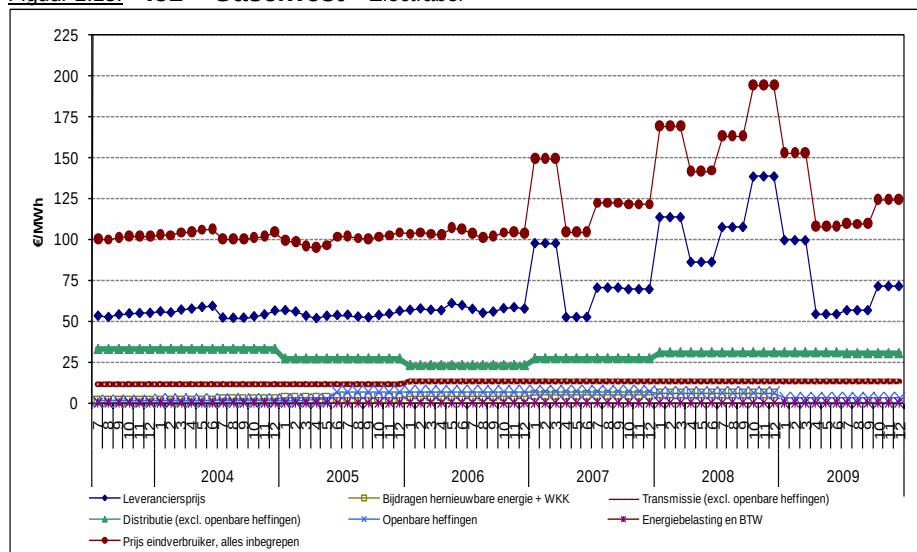


Figuur 2.12. – Ic – Sibelga – Luminus

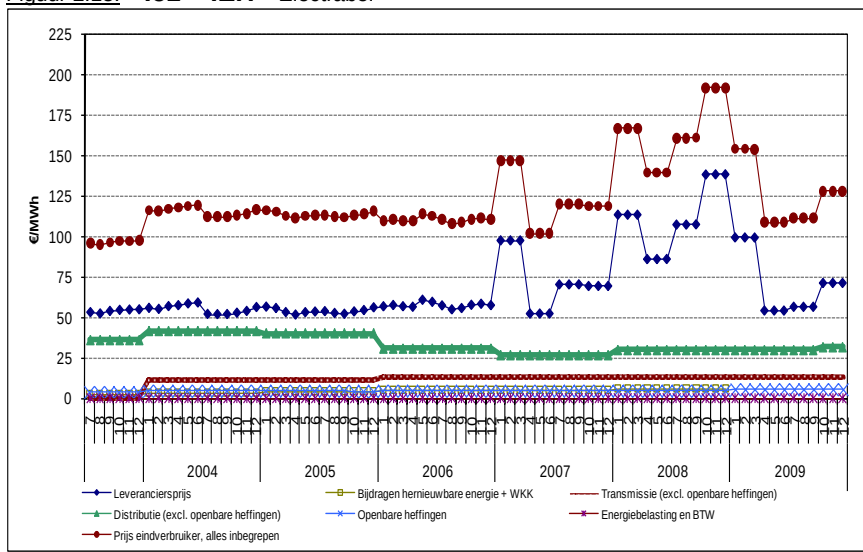


Figuur 2 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindverbruiker – €/MWh

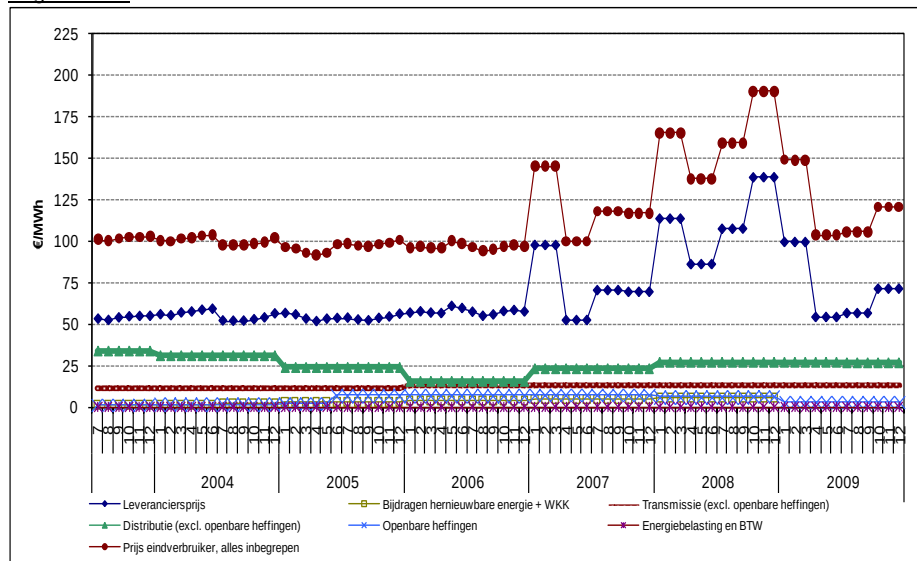
Figuur 2.13. – Ic1 – Gaselwest – Electrabel



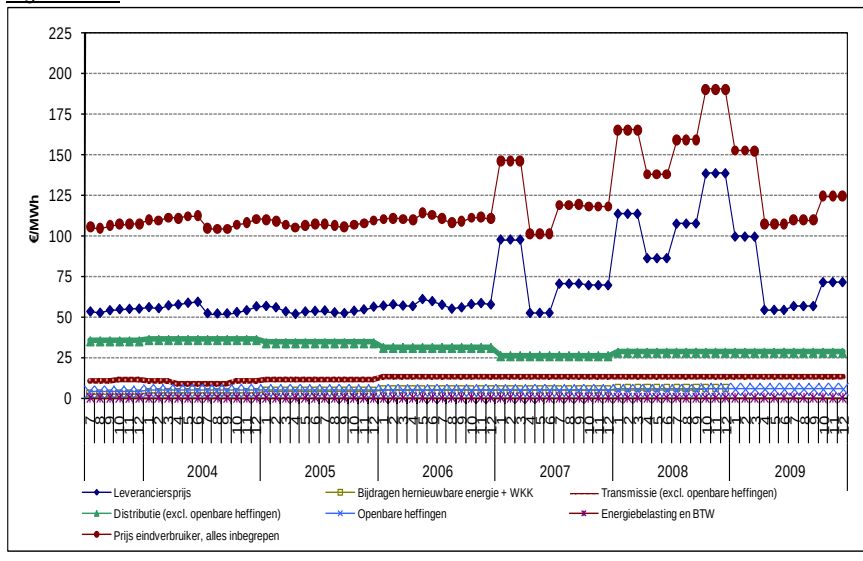
Figuur 2.15. – Ic1 – IEH – Electrabel



Figuur 2.14. – Ic1 – Imewo – Electrabel

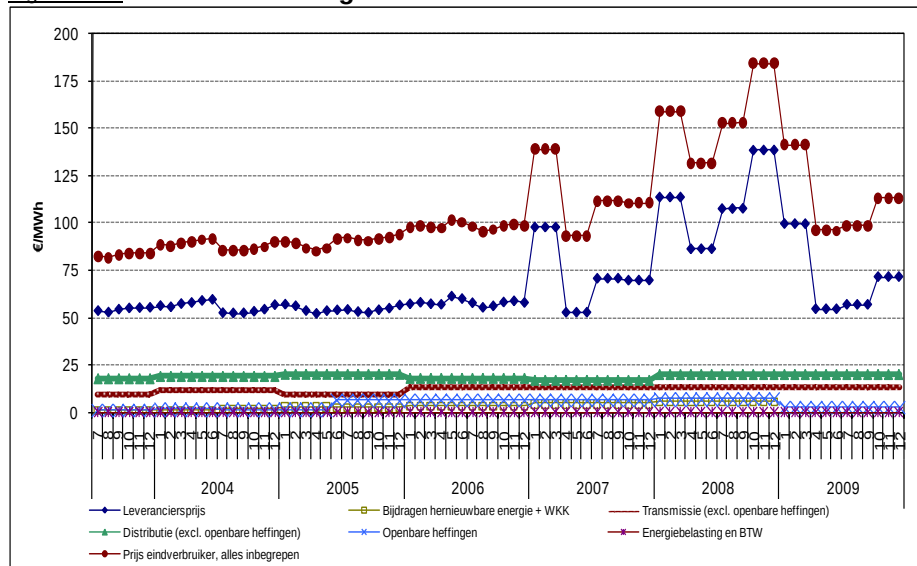


Figuur 2.16. – Ic1 – Tecteo – Electrabel

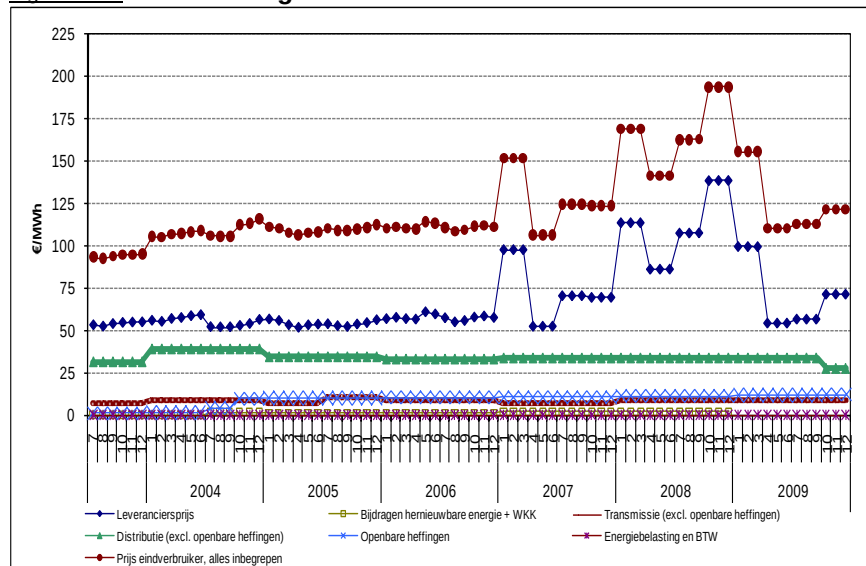


Figuur 2 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindverbruiker – €/MWh

Figuur 2.17. – Ic1 – Inter-Energa – Electrabel



Figuur 2.18. – Ic1 – Sibelga – Electrabel



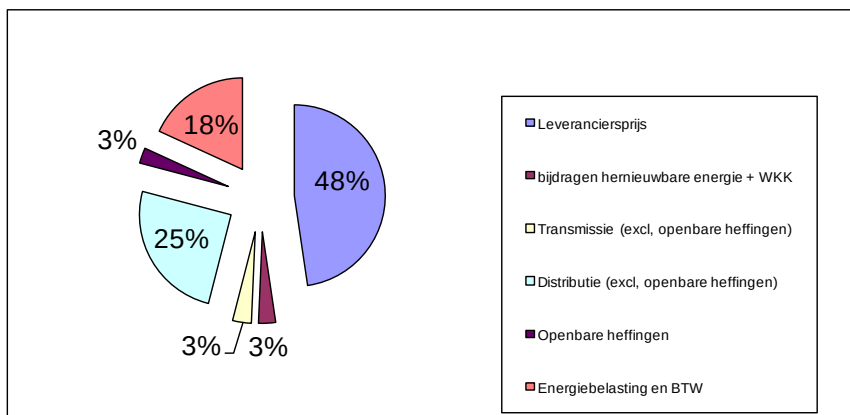
22. De drie tariefcomponenten die de grote prijstendensen bepalen zijn, in dalende volgorde:

1. leveranciersprijs (energieprijs);
2. distributienettarieven;
3. energiebelasting en BTW (voor de residentiële afnemers¹²).

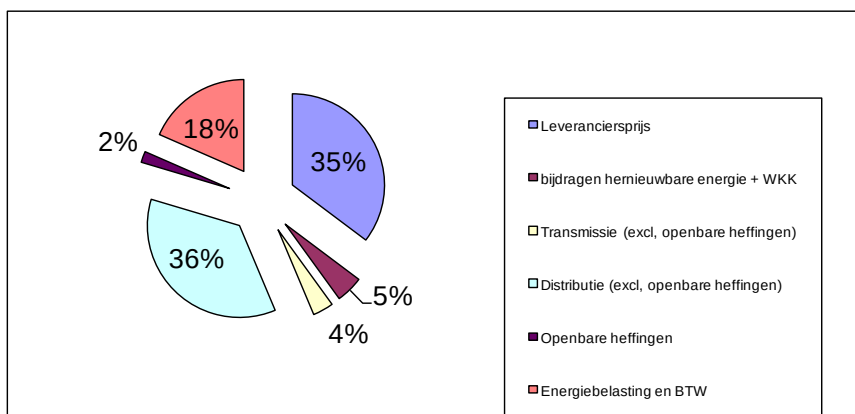
Transmissienettarieven, openbare heffingen en bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling zijn relatief minder belangrijk in de prijs aan de eindverbruiker. In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest komen de openbare heffingen uit de grafieken naar voor als de vierde belangrijkste component (zie bijvoorbeeld figuur 2.7.).

23. Zoals de volgende voorbeelden aantonen (gebaseerd op cijfers december 2009), kan het relatief belang van de verschillende componenten sterk variëren volgens typeklant (verbruiksprofiel en spanningsniveau van de aansluiting), distributiezone, gewest en leverancier.

Db Tecteo - Electrabel

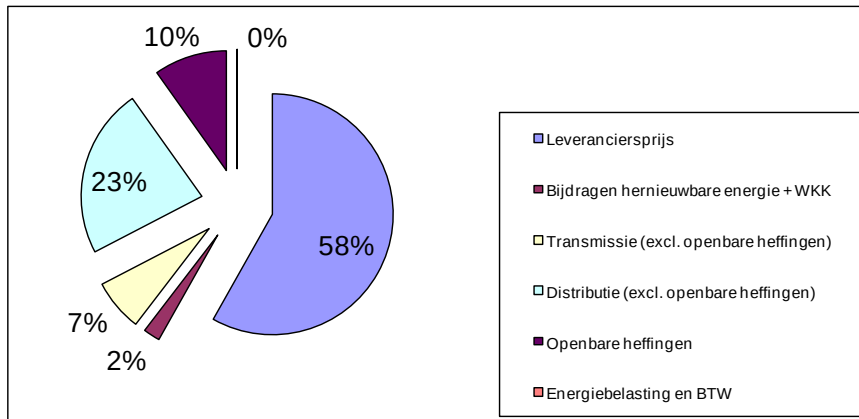


Dc Gaselwest - Luminus

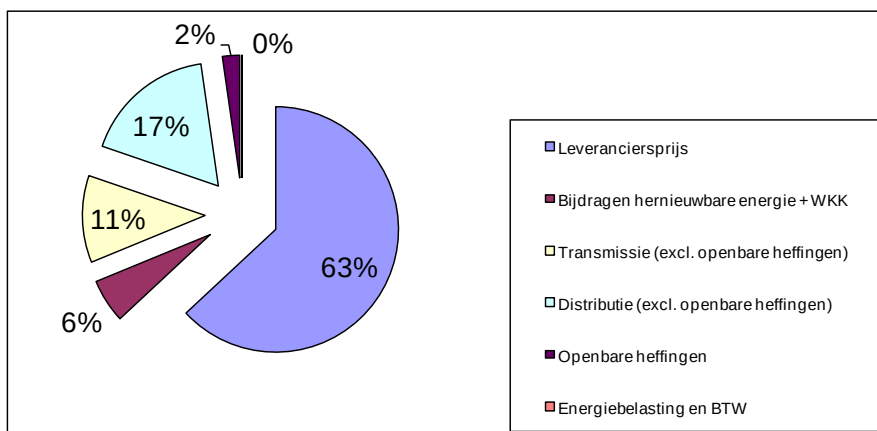


¹² De BTW is aftrekbaar voor de professionele afnemers.

Ic1 Sibelga - Luminus



Ic1 Inter-Energa - Electrabel

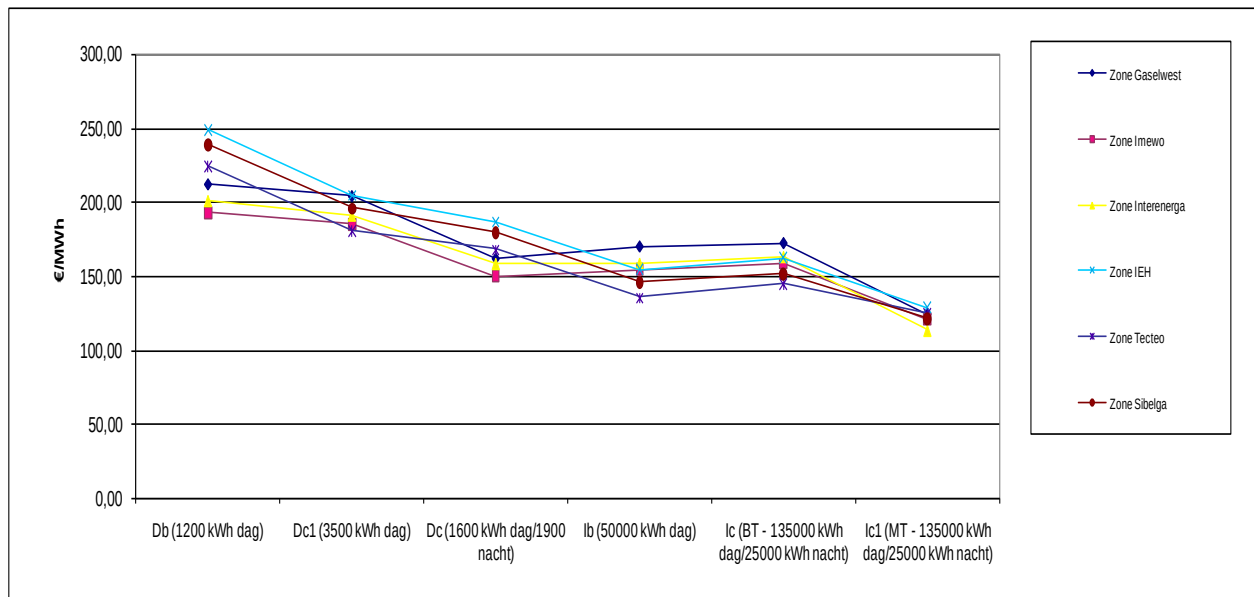


De component “BTW en energiebelasting”, die ongeveer 18% van de uiteindelijke prijs aan de residentiële afnemers van LS vertegenwoordigt (Db en Dc in de voorbeelden hierboven), bestaat niet voor de professionele afnemer Ic1 aangesloten in MS.

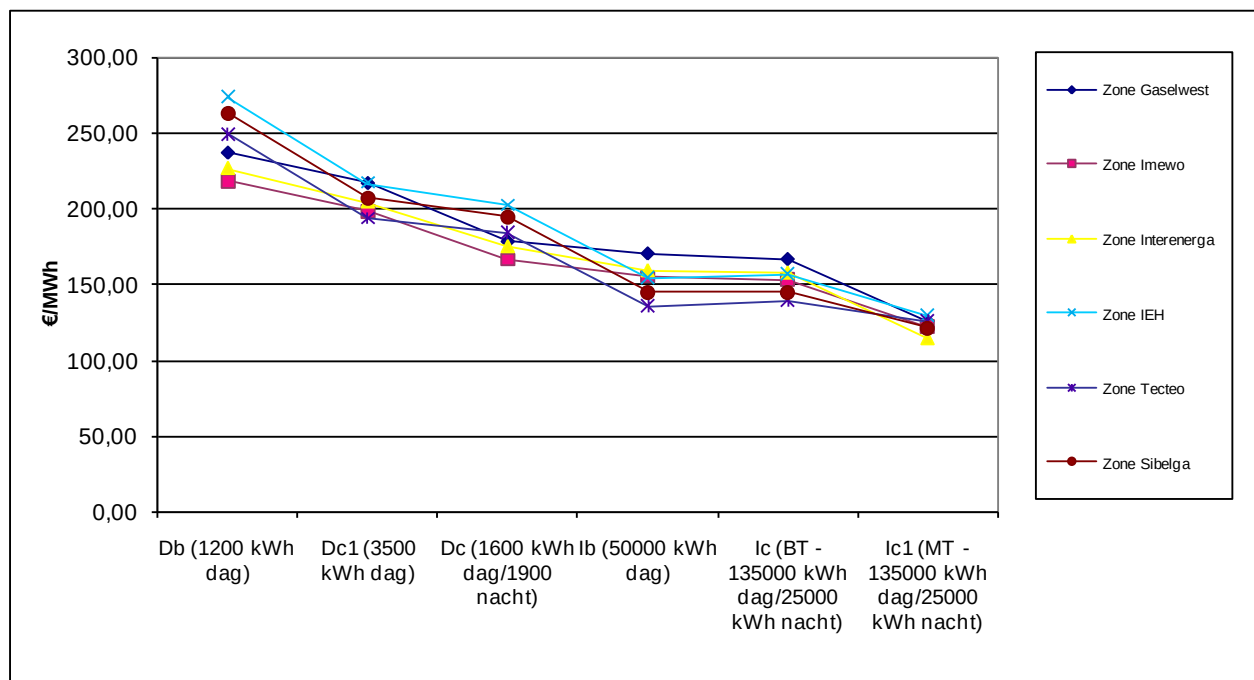
Ingevolge de kostencascade tussen spanningsniveaus is de degressiviteit van de distributienettarieven belangrijk. Het MS-tarief bedraagt in de meeste gevallen slechts de helft – in het geval van Inter-Energa zelfs maar een derde – van dat voor LS (bijvoorbeeld : figuur 2.9. vergeleken met figuur 2.14. en figuur 2.10. vergeleken met figuur 2.17.). Dat verklaart waarom het aandeel van het distributienettarief in de prijs aan de eindverbruiker tot 17% kan dalen voor Ic1 (Inter-Energa) en terwijl bijna het dubbele kan bedragen voor Dc (Gaselwest).

24. De volgende grafieken geven de degressiviteit van de prijzen (*all-in*) in december 2009 in de verschillende distributiezones respectievelijk voor Electrabel en Luminus weer.

Electrabel – December 2009



Luminus – December 2009



De degressiviteit van de tarieven houdt ten dele verband met:

- de tarifiering van de leveranciers, die gedifferentieerd per verbruiksniveau kan zijn;
- nachtverbruik of niet;
- de cascade van de distributienetkosten tussen spanningsniveaus;
- de aftrekbare BTW bij de professionele afnemers en het nultarief voor energiebelasting voor de afnemers van hoogspanning (>1 kV).

Uit de vergelijking van een Db met Ic1 klant blijkt duidelijk een convergentie van de prijs aan de eindverbruiker tussen de verschillende distributiezones. Deze convergentie vormt de afspiegeling van het minder belangrijke aandeel van de distributienettarieven in de prijs aan de eindverbruiker naarmate men grotere vermogens en gerelateerde verbruiken heeft en tenslotte naar hogere spanningsniveaus gaat.

25. Het belang van de component leveranciersprijs in de uiteindelijke prijs aan de residentiële afnemers is afhankelijk van gewest tot gewest. Dit wordt veroorzaakt door de gratis kWh toegekend in Vlaanderen maar niet in het Waals en Brussels Hoofdstedelijk Gewest (vergelijk bvb. figuur 2.1. en 2.3. met figuur 2.2. en 2.4.).

De gratis kWh maken het mogelijk om in Vlaanderen de energieprijzen op een peil te houden dat dicht bij de component distributienettarief ligt, zoniet identiek ermee is.

Voor de typeklant Dc maken de gratis toegekende 500 kWh het mogelijk de leveranciersprijs (energieprijs) in Vlaanderen ongeveer € 20,00/MWh (€ 18,00/MWh in 2003 – € 22,00 /MWh in 2009) lager te houden dan deze die wordt toegepast in het Waals en Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Het terugwinnen van de winstderving op de gratis kWh gebeurt echter via een aan de DNB opgelegde openbare dienstverplichting (ODV), wat de distributienettarieven in Vlaanderen opdrijft (zie afdeling II.5. Tarief van de distributienetbeheerders).

26. De evolutie van de componenten wijst erop dat de leveranciersprijs (energieprijs) de hoofdoorzaak vormt van de stijging van de prijs aan de eindverbruiker ten opzichte van juli 2003.

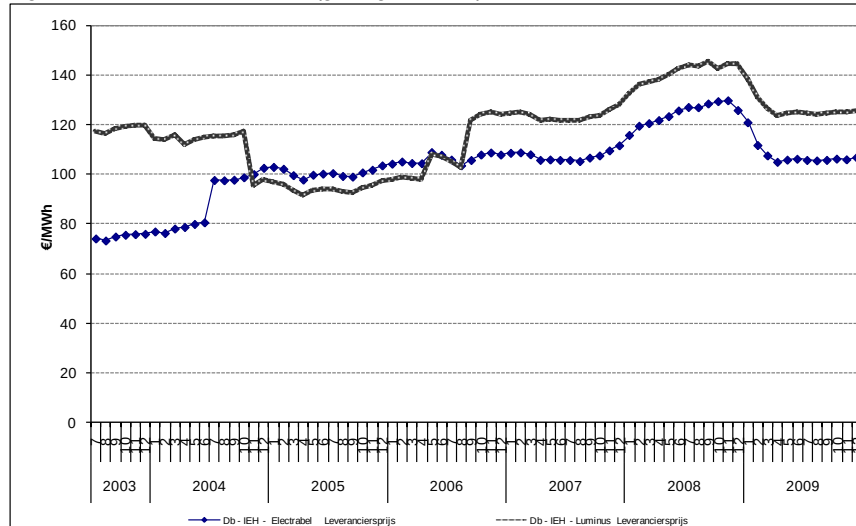
27. De vastgestelde evoluties van de leveranciersprijs van Luminus tot in oktober 2004 (zie bvb. figuur 2.11. en 2.12.) houden verband met het feit dat de tot op die datum gefactureerde prijs een “all-in” prijs was. De energieprijzen werden geraamd door van deze prijs de transmissie- en distributienetkosten af te trekken evenals de bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling (WKK).

II.3. Leveranciersprijs (energieprijs)

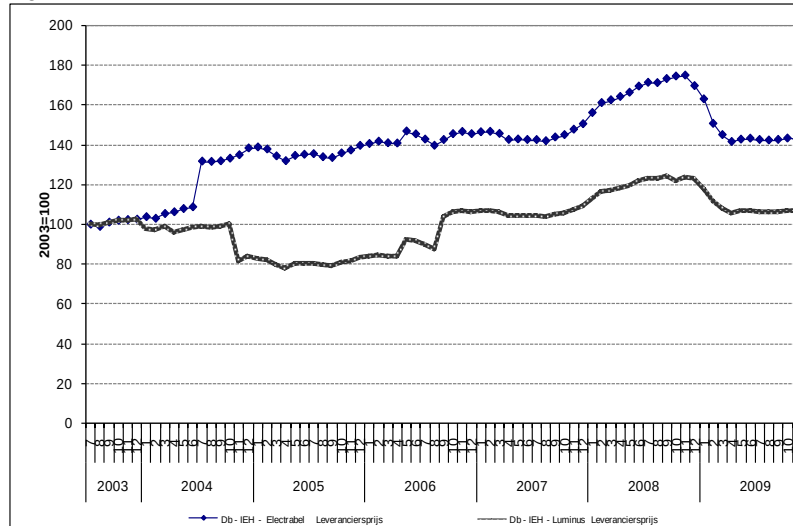
28. De hierna afgedrukte resultaten stemmen overeen met de leveranciersprijs (energieprijs) in Wallonië (zonder gratis kWh). De figuren links geven de resultaten in absolute waarde weer, terwijl de figuren rechts de indexcijfers (juli 2003=100) weergeven.

Figuur 3 – Overzicht van de evolutie van de leveranciersprijs (energieprijs) – €/MWh en 07/2003=100

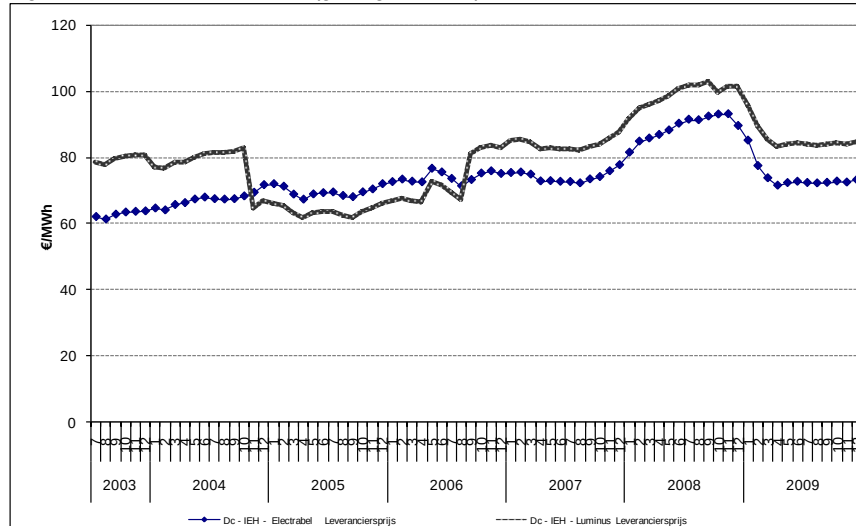
Figuur 3.1. – Db – Wallonië (geen gratis kWh) – €/MWh



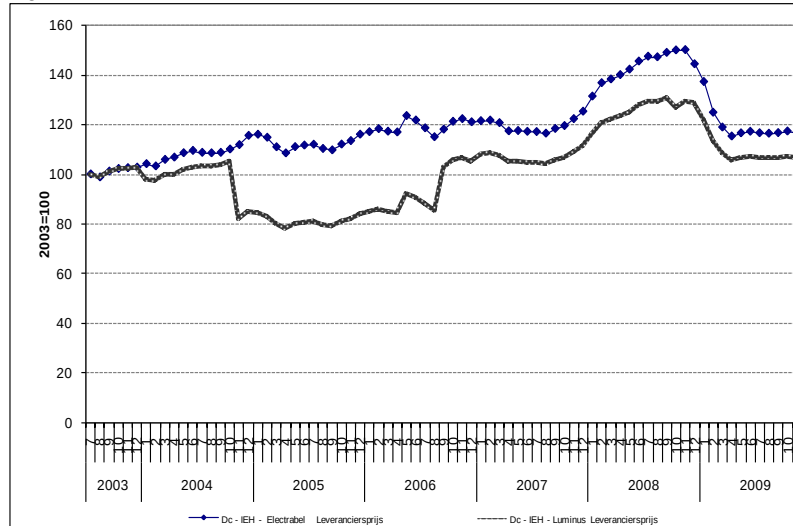
Figuur 3.3. – Db – Wallonië – 07/2003=100



Figuur 3.2. – Dc – Wallonië (geen gratis kWh) – €/MWh

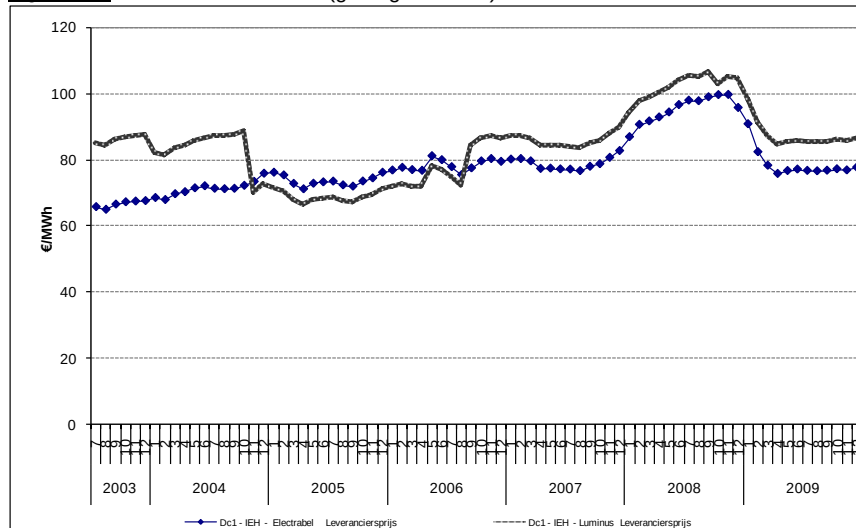


Figuur 3.4. – Dc – Wallonië – 07/2003=100

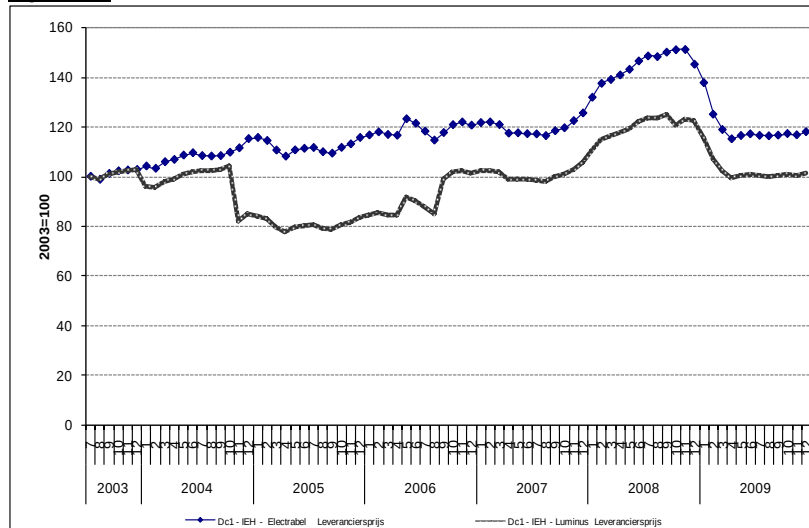


Figuur 3 – Overzicht van de evolutie van de leveranciersprijs (energieprijs) – €/MWh en 07/2003=100

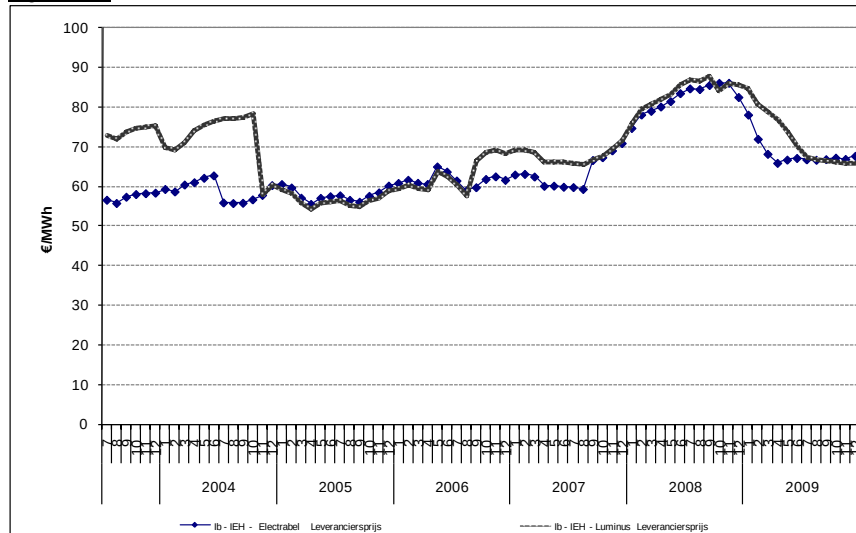
Figuur 3.5. – Dc1 – Wallonië (geen gratis kWh) – €/MWh



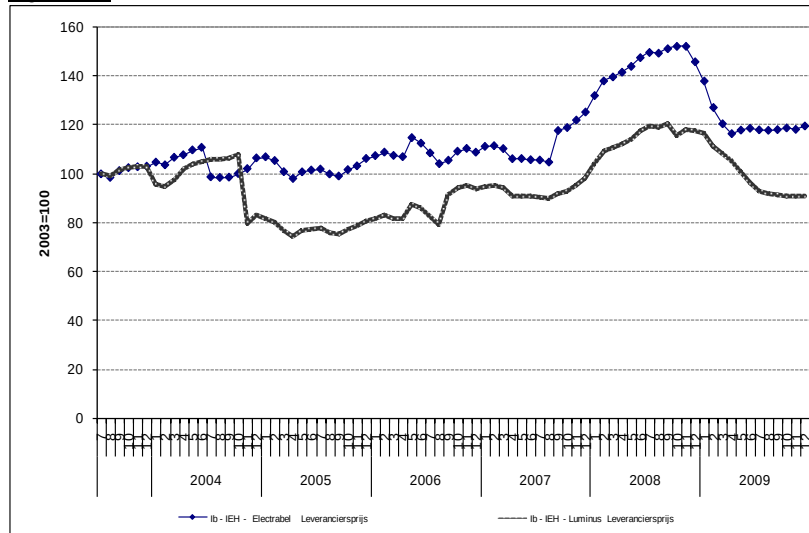
Figuur 3.6. – Dc1 – Wallonië – 07/2003=100



Figuur 3.7. – Ib – Wallonië – €/MWh

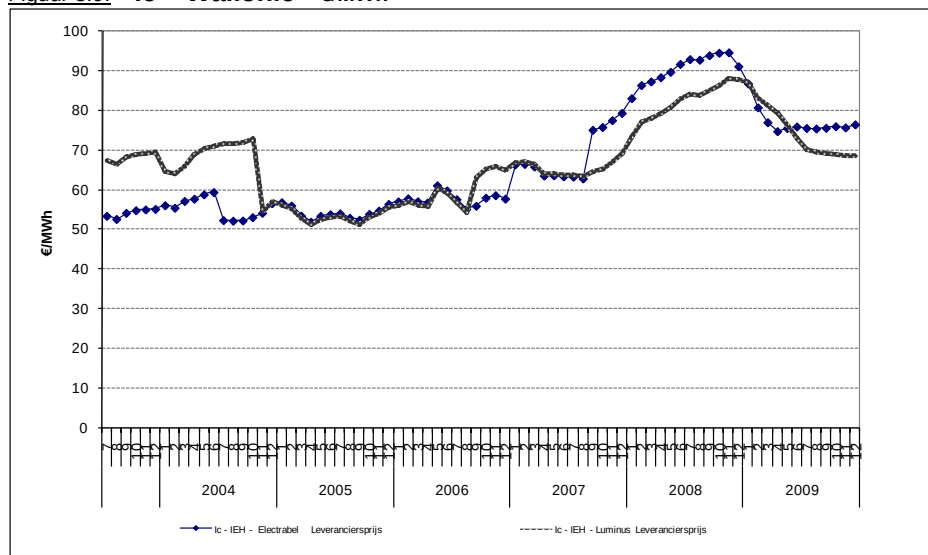


Figuur 3.8. – Ib – Wallonië – 07/2003=100

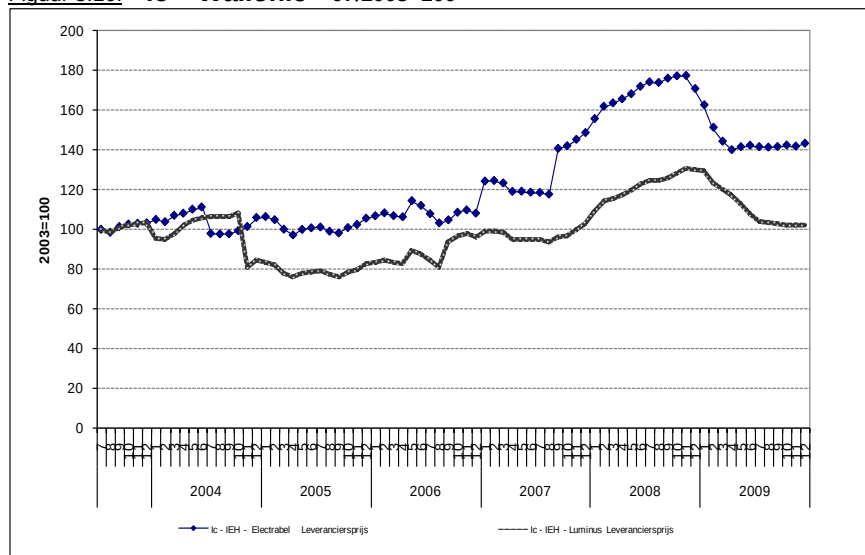


Figuur 3 – Overzicht van de evolutie van de leveranciersprijs (energieprijs) – €/MWh en 07/2003=100

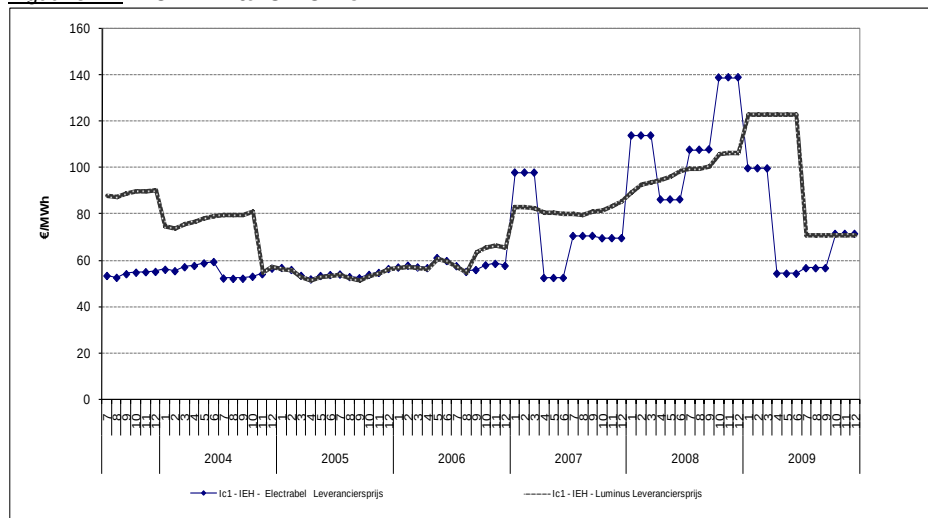
Figuur 3.9. – Ic – Wallonië – €/MWh



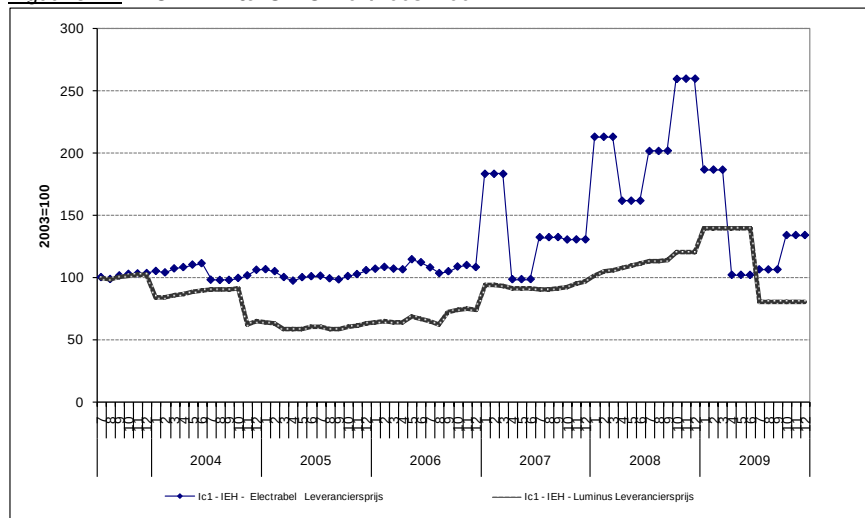
Figuur 3.10. – Ic – Wallonië – 07/2003=100



Figuur 3.11. – Ic1 – Wallonië – €/MWh



Figuur 3.12. – Ic1 – Wallonië – 07/2003=100



29. Algemeen kan men vaststellen dat de energieprijis sinds juli 2003 in stijgende lijn is tot november 2008. Deze stijging is het gevolg van de evolutie van de indexen en de verschillende tariefwijzigingen bij Electrabel en Luminus. Na november 2008 kan men een belangrijke daling van de energieprijis vaststellen. Deze wordt veroorzaakt door de daling van de indexen.

30. Zoals eerder vermeld is het tot in oktober 2004 toegepaste tarief “Luminus standaard” een “all-in”¹³ tarief dat de transmissie- en distributienetkosten dekt. In de voorliggende studie werd de leveranciersprijs (energieprijs) bijgevolg geraamd aan de hand van het verschil tussen enerzijds het “all-in” tarief en anderzijds de transmissie- en distributienetkosten evenals de bijdragen hernieuwbare energie en WKK. Bijgevolg dient men de weergegeven evoluties voor de leveranciersprijs van Luminus met de nodige omzichtigheid te beschouwen. Zo bijvoorbeeld is de vastgestelde daling in januari 2004 niet het resultaat van een verandering van tariefformule maar wel van het feit dat, tot in januari 2004, IEH geen transmissienettarief heeft aangerekend. De vastgestelde sterke dalingen tussen oktober en november 2004 zijn een gevolg van de tariefverandering die de overgang aangeeft van “all-in” tarieven naar tarieven die nog enkel op de leveranciersprijs (energieprijs) slaan.

31. In oktober 2008 heeft Luminus een nieuwe parameter Iem ingevoerd (ter vervanging van de Nc) voor laagspanningsklanten. Deze nieuwe Iem-index is representatief voor de portefeuille SPE-Luminus. Volgens Luminus kadert het gebruik van deze index in een logische en natuurlijke hedgingstrategie en houdt deze rekening met de competitiviteit van de leverancier.

32. De energieprijis voor “Electrabel Expert Middenspanning” is gebaseerd op de indexen Ne en EBIq. De index EBIq geeft de evolutie weer van de *forward* elektriciteitsprijzen voor de Belgische groothandelsmarkt. De waarde van de EBIq-index¹⁴ in trimester Q, is het gemiddelde van de *forward* prijzen op de Endex energiemarkt van de periode startend op de vijftiende kalenderdag van de tweede en eindigend op de vijftiende 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 energieprijis hebben gebaseerd op Ne en Nc.

¹³ Inclusief transmissie- en distributienetkosten, maar exclusief federale bijdrage en energiebelasting.

¹⁴ De EBIq-index voor januari-maart 2009 is het gemiddelde van de dagelijkse *settlement* prijzen van 15 november 2008 tot en met 14 december 2008 op de Belgische energiemarkt.

33. Een middenspanningsklant betaalt dus elk kwartaal een prijs die sterk kan verschillen van het voorgaande kwartaal. Wanneer een klant intekent voor “Electrabel Expert middenspanning” kiest hij voor een per kwartaal fluctuerende prijs. De klant kan ook opteren voor een vaste prijs gebaseerd op het gemiddelde van de *forwards* voor de contractduur.

34. De energieprijis voor Luminus Optimum Pro MS is gebaseerd op Ne en Nc tot en met oktober 2008. Door de prijsherstructurering in oktober 2008 wordt een middenspanningsklant bij Luminus gefactureerd met de index Endex 126 in plaats van Nc. Net zoals bij de EBIq, is de Endex 126¹⁵ een volatiele index die afhankelijk is van de *forward* prijs op de groothandelsmarkt. Deze is een gemiddelde van de *forward* prijzen op de energiemarkt van de derde maand voorafgaand aan de periode van de Endex notering.

35. De evoluties van de leveranciersprijs (energieprijs) tussen juli 2003 en december 2009 geven aanleiding tot de volgende opmerkingen:

- de meest uitgesproken prijsstijging van Electrabel komt voor bij typeklant Db en Ic (figuren 3.3. en 3.10.): deze loopt op tot 40%. Voor Ic1 loopt de vastgestelde stijging tegen de 35% terwijl ze voor de andere typeklanten om en nabij 20% liggen. De grotere prijsstijgingen van Electrabel voor typeklanten Db, Ic en Ic1 verklaren tevens de sterkere stijgingen van hun uiteindelijke prijs (zie paragraaf 21);
- bij Luminus lopen de gemeten stijgingen tegen de 7% voor de meeste typeklanten, met uitzondering van klanten Ib en Ic. Zij kennen een daling van 10%, respectievelijk 20%. (figuren 3.8. en 3.12.);
- de vastgestelde stijgingen zijn het gevolg van verschillende wijzigingen van de tariefformules van de leveranciers, evenals van de indexering op basis van de maandelijks door de CREG berekende parameters Ne en Nc. Luminus heeft zijn tariefformules tijdens de beschouwde periode zesmaal gewijzigd¹⁶, terwijl Electrabel de zijne driemaal wijzigde voor de residentiële en driemaal voor professionele afnemers¹⁷.

¹⁵ De Endex-waarde voor januari-juni 2009 is het gemiddelde van de *settlement* prijzen van oktober 2008 op de Belgische energiemarkt.

¹⁶ In november 2004, januari 2005, mei en september 2006 evenals in januari 2007 en oktober 2008.

¹⁷ Voor de residentiële afnemers in juli 2004, januari 2007 en februari 2009. Voor de professionele afnemers in juli 2004, januari 2007 en september 2007.

- In tegenstelling tot Luminus, differentieert Electrabel zijn tarifiering volgens de verbruiksschijven, wat de sterker contrasterende evoluties tussen klantengroepen verklaart:
 - de gevoelige prijsstijging van Electrabel vastgesteld voor klant Db valt te verklaren door een herziening van de tariefformules in juli 2004 (figuur 3.4.). Deze tariefherziening had een grotere impact voor de klanten met het profiel Db, waarvoor de prijs wordt berekend op basis van het “normale” tarief (zonder rekening te houden met de term nacht) met de formule “elec 20” (dagverbruik lager dan 2.000 kWh/jaar). Wat de residentiële afnemers betreft, heeft Electrabel in januari 2007 een tweede wijziging van de tariefformules doorgevoerd als gevolg van de uitbreiding van de daluren naar het weekend, die echter geen invloed had op de beschouwde residentiële klantentypes¹⁸;
 - de prijsstijging van juli 2004 werd niet vastgesteld bij typeklanten Dc en Dc1, waarvoor de leverancierprijs (energie) weinig door de tariefverandering beïnvloed lijkt te worden. Voor deze typeklanten kan men besluiten dat de stijging van de leveranciersprijs van Electrabel, vastgesteld tijdens de onderzochte periode, volledig is toe te schrijven aan de evolutie van de indexeringsparameters Nc en Ne¹⁹;
 - de sterkere prijsstijging voor typeklant Ic bij Electrabel valt te verklaren door de herziening van de tariefformules in januari en september 2007 (figuur 3.10.) die een grotere impact op deze typeklant (met nachtverbruik) hadden. De tariefherziening van september 2007 is specifiek voor professionele afnemers.
- Buiten de wijzigingen van de tariefformules volgt de leveranciersprijs van Luminus een evolutie in de tijd die nauw correleert met die van Electrabel (zie bijvoorbeeld figuur 3.7. waarin de curve van Luminus een groot deel van de tijd samenvalt met die van Electrabel). Deze correlatie is te verklaren door de structuur van de tariefformules (en in het bijzonder door de vermenigvuldigingscoëfficiënt van indexeringsparameter Nc) die merkbaar

¹⁸ De wijziging heeft betrekking op het tweevoudig uurtarief van Electrabel maar wordt zodanig gekalibreerd dat ze de globale factuur van typeklant Dc ongewijzigd laat.

¹⁹ Zie in dit verband de studie van de CREG (F)080221-CDC-752 over “de door Electrabel aangekondigde bevrozing van de prijzen van elektriciteit en gas voor de residentiële afnemers”.

dezelfde is bij beide leveranciers. Voor typeklant Ic1 is echter een andere tariefstructuur waar te nemen bij de leveranciers. Electrabel maakt gebruik van de index EBIq sinds 2007 terwijl Luminus de index Nc hanteert. Vanaf oktober 2008 schakelt Luminus over op de Endex 126. Hoewel de Endex 126 en de EBIq beiden berekend zijn op forward prijzen op de groothandelsmarkt is er een verschil waar te nemen: beiden indexen hebben een andere looptijd (van respectievelijk 6 en 3 maanden) waarvan de indexwaarde op een verschillend moment berekend wordt.

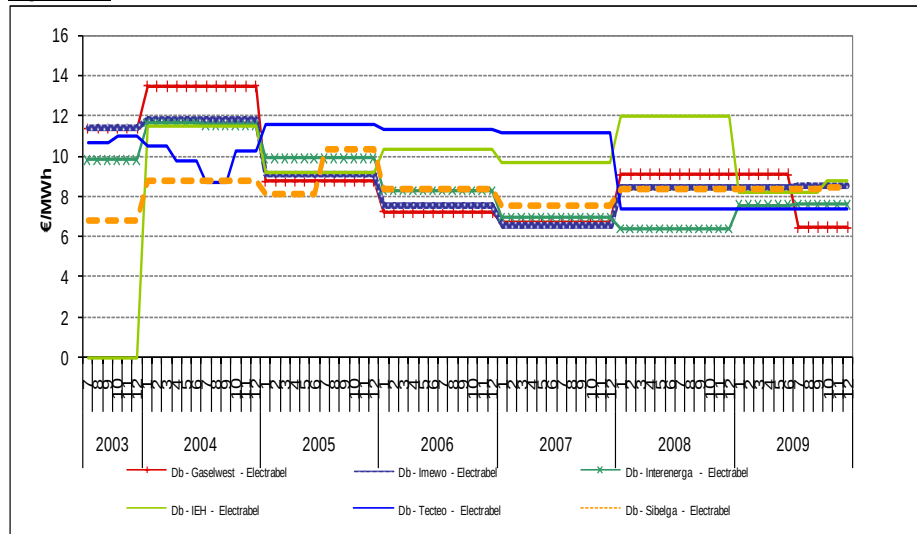
36. Voor de residentiële afnemers (Db, Dc en Dc1) is de prijs van Luminus, die tijdens de periode van november 2004 tot augustus 2006 lager bleef dan die van Electrabel, vanaf september 2006 boven de prijs van Electrabel gesprongen (zie bijvoorbeeld figuur 3.2.).

II.4. Tarief van de transmissienetbeheerder

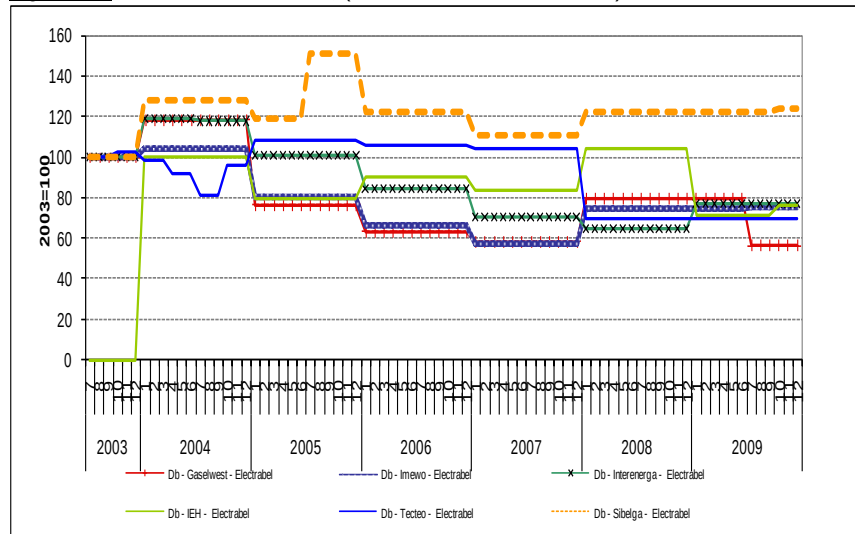
37. Figuren 4.1. tot 4.12. geven de evolutie van de transmissienettarieven (exclusief openbare heffingen) weer in absolute waarde (figuren links) en bij basisindex juli 2003=100 (figuren rechts) voor de verschillende DNB's.

Figuur 4 – Overzicht van de evolutie van het transmissietarief – €/MWh en 07/2003=100

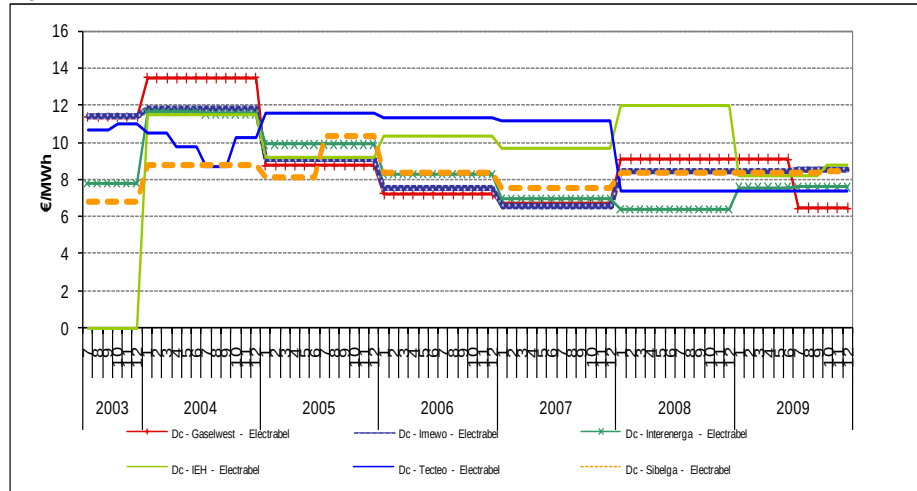
Figuur 4.1. – Db – €/MWh



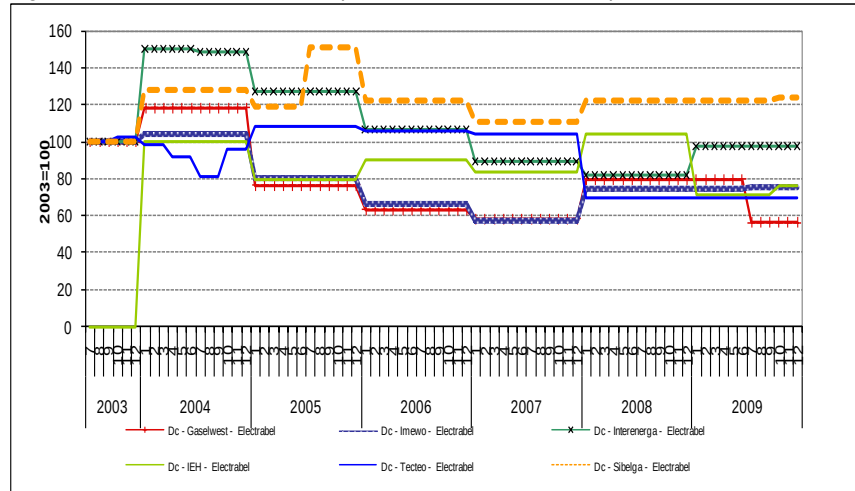
Figuur 4.2. – Db – 07/2003=100 ; (behalve IEH : 01/2004 =100)



Figuur 4.3. – Dc – €/MWh

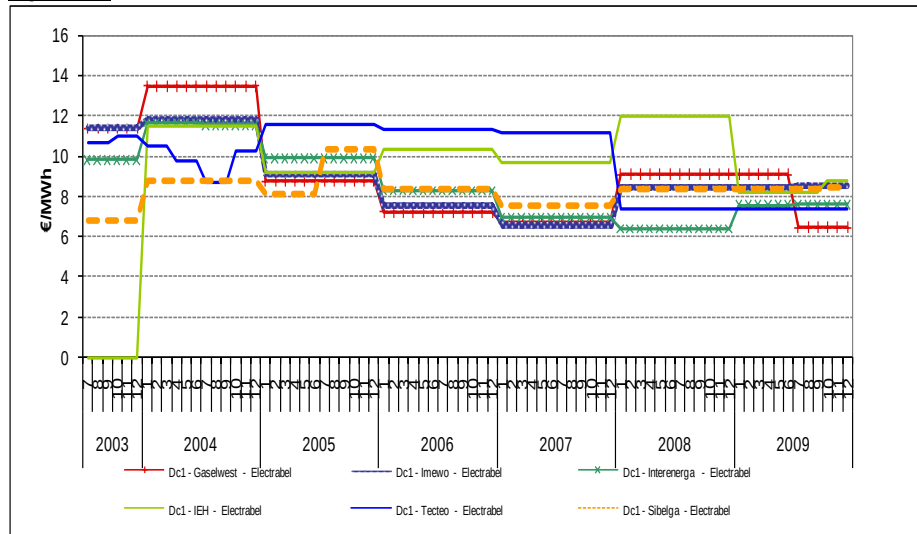


Figuur 4.4. – Dc – 07/2003=100 ; (behalve IEH : 01/2004 =100)

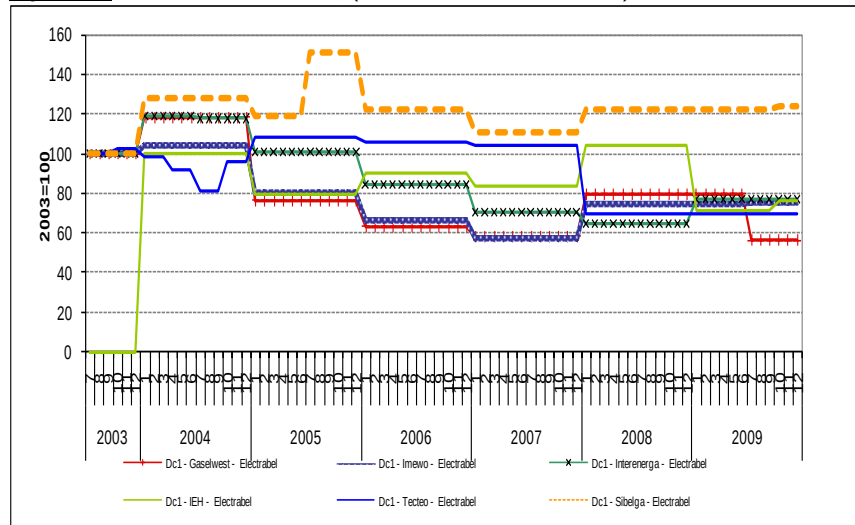


Figuur 4 – Overzicht van de evolutie van het transmissietarief – €/MWh en 07/2003=100

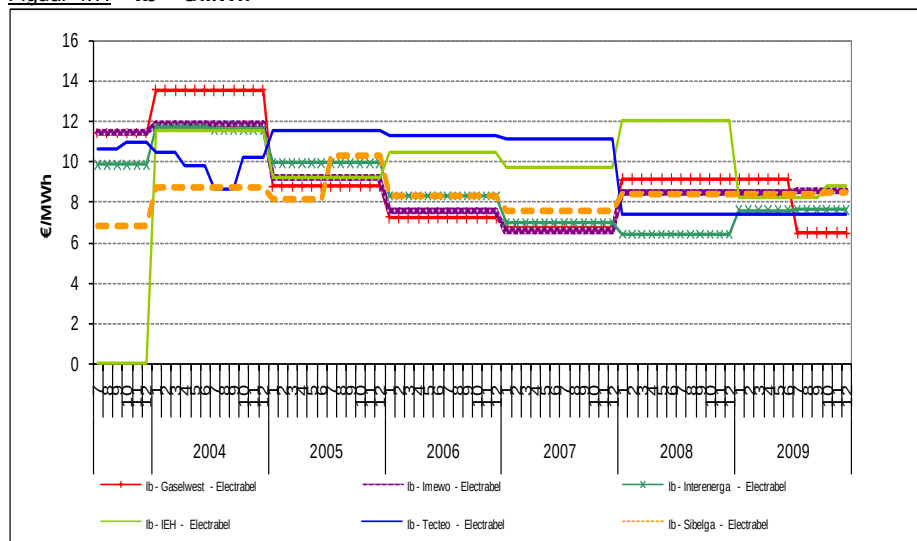
Figuur 4.5. – Dc1 – €/MWh



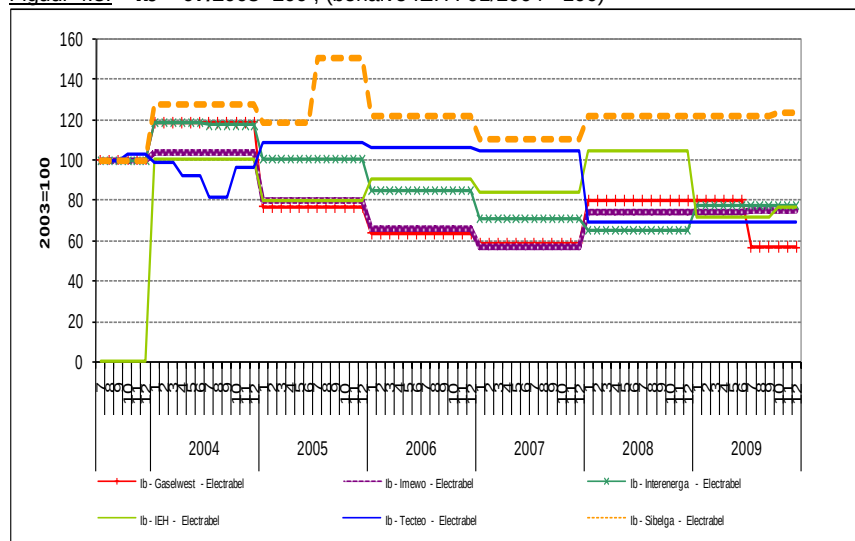
Figuur 4.6. – Dc1 – 07/2003=100 ; (behalve IEH : 01/2004 =100)



Figuur 4.7. – Ib – €/MWh

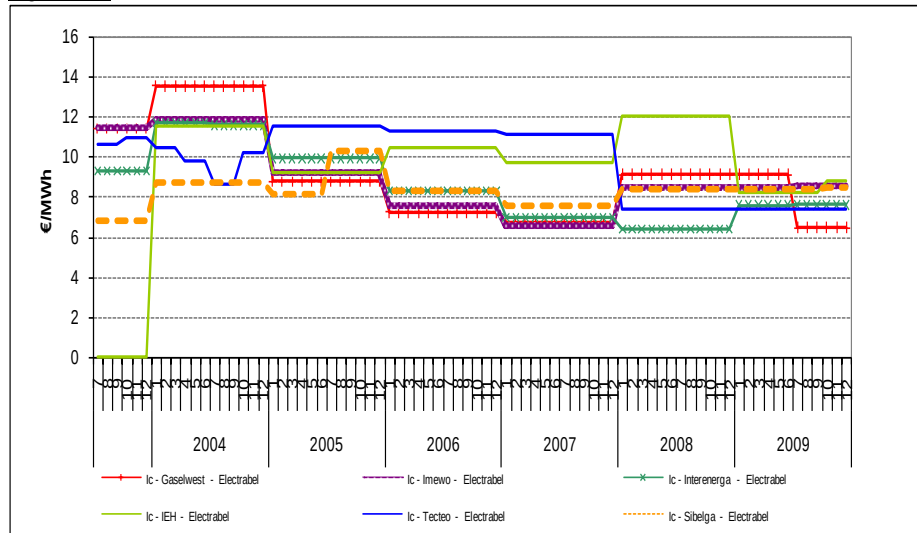


Figuur 4.8. – Ib – 07/2003=100 ; (behalve IEH : 01/2004 =100)

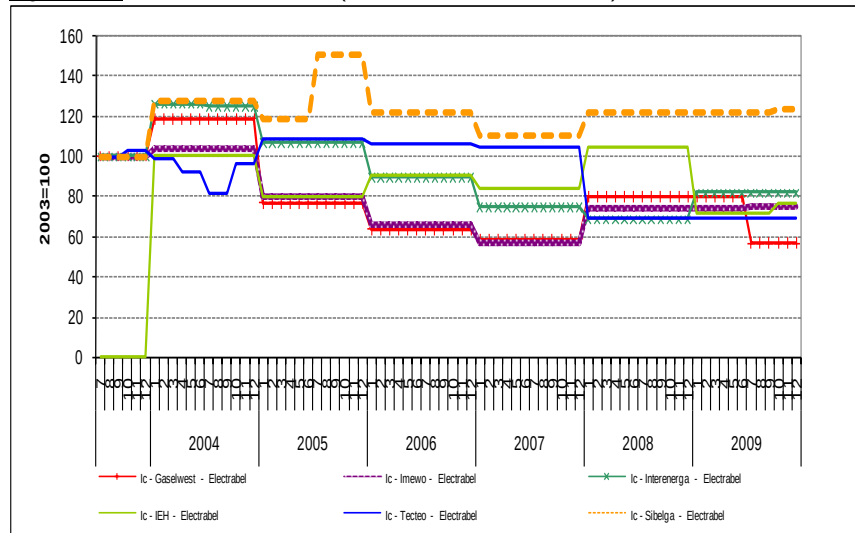


Figuur 4 – Overzicht van de evolutie van het transmissietarief – €/MWh en 07/2003=100

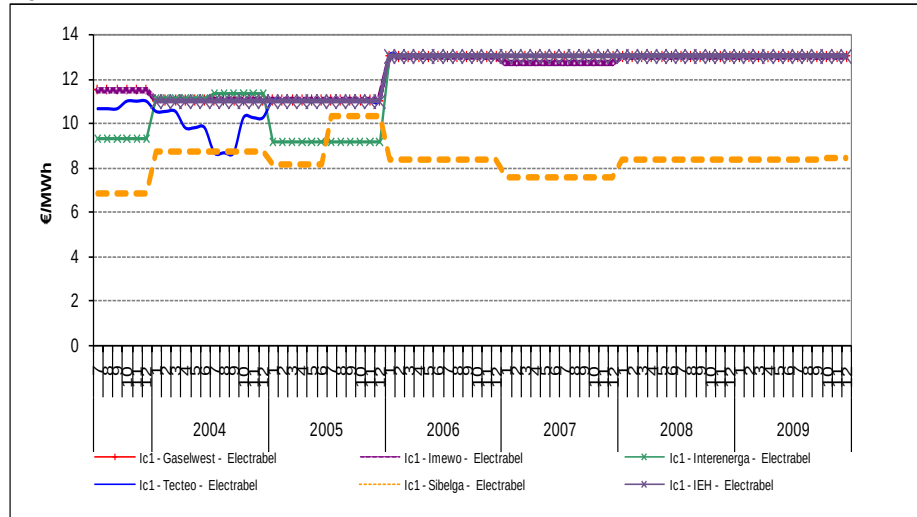
Figuur 4.9. – Ic – €/MWh



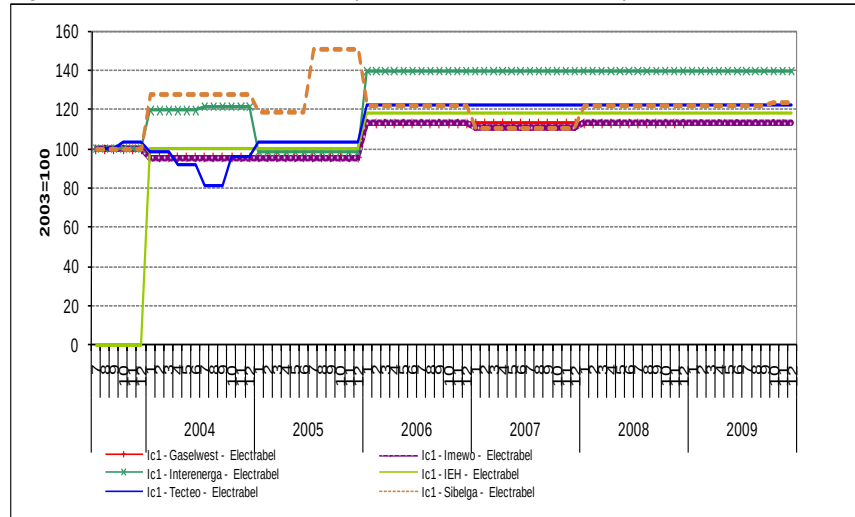
Figuur 4.10. – Ic – 07/2003=100 ; (behalve IEH : 01/2004 =100)



Figuur 4.11. – Ic1 – €/MWh



Figuur 4.12. – Ic1 – 07/2003=100 ; (behalve IEH : 01/2004 =100)



38. De doorrekening van de transmissienettarieven voor 2009 hangen samen met de goedgekeurde distributienettarieven voor 2009. Aangezien er geen goedgekeurde distributienettarieven waren vanaf januari 2009 werden de tarieven van 2008 verlengd totdat de goedgekeurde tarieven voor transmissie en distributie 2009 beschikbaar waren. De doorrekening van de nieuwe transmissienettarieven gebeurde vanaf juli 2009 voor Imewo en Gaselwest. Voor Sibelga en IEH was dit in oktober 2009.

39. Behalve in de distributiezaak van Inter-Energa, waar bij de berekening van de transmissienettarieven in 2003 wordt rekening gehouden met een differentiëring piekuren/daluren²⁰, zijn de transmissienetkosten uitgedrukt in €/MWh identiek voor de afnemers van LS (typeklanten Db, Dc, Dc1, Ib et Ic). Typeklant Ic1 geniet van een tarifiering MS naargelang het afgenomen vermogen, behalve in de zone van Sibelga. Sibelga past een gemiddelde tarifiering toe, die niet tussen de verschillende klantengroepen gedifferentieerd is.

40. Voor klant Ic1 (figuur 4.11. en 4.12.), volgen de transmissienettarieven sinds 2004 (sinds 2005 voor Tecteo²¹) de door de DNB's vastgestelde maximumprijs. Deze maximumprijs (exclusief federale bijdrage) bedroeg:

- € 11,00/MWh voor de jaren 2004 tot 2006 en € 13,00 /MWh nadien (uitgezonderd Inter-Energa);
- voor Inter-Energa bedroeg de maximumprijs, inclusief federale bijdrage, € 13,00/MWh in 2004, € 11,00/MWh in 2005 en € 13,00/MWh (exclusief toeslagen) vanaf 2006.

Het feit dat voor typeklant Ic1 de maximumprijs geldt, houdt verband met zijn geringe gebruiksduur (1.600 uur per jaar). Sibelga past echter deze maximumprijs niet toe. Ze past een gemiddelde tarifiering toe die niet tussen de verschillende klantengroepen gedifferentieerd is.

Voor de overige typeklanten verschilt de evolutie van geweest tot geweest.

41. VLAANDEREN. De evolutie van de transmissienettarieven in het Vlaams Gewest vertoont een zekere gelijkvormigheid, met tariefdalings volgend uit de goedgekeurde tarieven Elia System Operator ten opzichte van het peil van juli 2003. Die kunnen gaan tot 40% in december 2009 (Gaselwest) (zie bijvoorbeeld figuur 4.4.). Omdat de transmissienettarieven een stijging kenden

²⁰ Bij gebrek aan tarieven overgemaakt aan de CREG, baseert de studie zich op de tarieven vermeld in de tarieffiches van Electrabel.

²¹ Ter herinnering : tot 2005 herfactureerde Tecteo *ex-post* de bedragen die haar door Elia System Operator werden gefactureerd.

tussen 2003 en 2004²², zijn de dalingen nog duidelijker als men ze vergelijkt met 2004. Deze sterke dalingen zijn een het gevolg van de evoluties van de transmissienettarieven van Elia System Operator, maar met een verschuiving van een jaar.

42. BRUSSEL. Sibelga volgt de evolutie van de Vlaamse DNB's vanaf juli 2005. De reden daarvoor is dat haar afnemers tot dat tijdstip slechts in geringe mate in aanmerking kwamen. Sibelga herfactureerde de transmissienetkosten, na ontvangst van de factuur van Elia System Operator, en dit om het bedrag ervan exacter te kunnen recupereren. Tecteo ging op dezelfde manier tewerk in 2003 en 2004.

43. WALLONIË. De meer uiteenlopende evolutie vastgesteld in de Waalse distributiezones houdt verband met de moeilijkheden waarmee de DNB's hadden af te rekenen om een extrapolatie naar een 100% vrijgemaakte markt te maken, terwijl het slechts een deel van de afnemers betrof (aangezien de DNB van Elia System Operator slechts een factuur kreeg voor het in aanmerking komende deel van zijn afnemers). Eén van die moeilijkheden was het ramen van de omvang van het groei-effect van het door alle afnemers afgenomen vermogen. Omwille daarvan heeft IEH de transmissienettarieven voor 2007 en 2008 te hoog ingeschat. Daarom is er een daling van het tarief in 2009. De sterke daling vastgesteld op het vlak van de tarieven 2008 van Tecteo houdt verband met de vaststelling van een belangrijk overschot verwezenlijkt over het boekjaar 2007, het eerste jaar tijdens hetwelk alle afnemers in aanmerking kwamen²³, waardoor Tecteo gedwongen werd de parameters van zijn tarifiering te herzien.

44. Kostenbeheersing en een sterke groei van de diverse opbrengsten die in mindering komen van de door de tarieven gedekte kosten liggen aan de basis van de dalingen van de transmissienettarieven van Elia System Operator. Daarbij valt in het bijzonder te noteren:

- de toepassing van de richtsnoeren van de CREG inzake de berekening van de afschrijving en de berekening van het geïnvesteerde kapitaal en de billijke winstmarge;
- de evolutie van de bestanddelen van de vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal en meer bepaald de evolutie van de OLO-percentages op 10 jaar en van de parameter Bèta die de marktrisicopremie in balans houdt;
- een toegenomen efficiëntie in termen van kosten ingevolge de overname van transmissienet-infrastructuren van sommige DNB's;

²² De stijging van de tarieven tussen juli 2003 en januari 2004 kan hoofdzakelijk toegeschreven worden aan een betere kennis van de gegevens, wijzigingen van de factureringsparameters en aan wijzigingen van de methode van facturering van de transmissienettarieven.

²³ Overschot dat tijdens het volgende boekjaar moet terugbetaald worden.

- een gevoelige toename van de inkomsten gegenereerd door de internationale transacties, in het bijzonder deze die verbonden zijn aan de veilingen van interconnectie;
- het in aanmerking nemen van inkomsten uit boetes opgelegd aan de leveranciers van bepaalde diensten als gevolg van het niet strikt naleven van hun contractuele verplichtingen tegenover Elia System Operator, o.a. straffen wegens niet naleving van het beschikbaar stellen van de gecontracteerde reservecapaciteit;
- bijzondere aandacht werd besteed aan de toepassing '*at arm's length*' bij de evaluatie van de kosten van de transmissienetbeheerder aangerekend door verbonden ondernemingen. Zo lag de strikte interpretatie van marktconforme werking door de CREG aan de oorsprong van een gevoelige en doorlopende daling van de kosten van de ondersteunende diensten en van de engineeringkosten, met als gevolg de overname van een studiebureau;
- een strikte evaluatie *ex post* van de jaarlijkse exploitatiesaldi's die over het algemeen bestonden uit een belangrijk overschot en die op hun beurt in mindering van de transmissienettarieven gebracht werden.

Vanaf 2008 worden de transmissienettarieven vastgesteld voor de duur van vier jaar. De stijging van de transmissienettarieven in 2008 is hoofdzakelijk te verklaren door:

- de indexaanpassing over vier jaar van de te verwezenlijken investeringen,
- de overdracht van het overschot/tekort van 2006 werd geboekt over vier jaar veeleer dan over één jaar.

Deze stijging in 2008 blijkt duidelijk bij Imewo, Gaselwest, Sibelga en IEH maar niet bij Tecteo en Inter-Energa. Zoals al eerder gezegd, houdt de forse daling vastgesteld bij Tecteo verband met een herziening van de tarifieringsparameters als gevolg van een belangrijk overschot verwezenlijkt in 2006. De daling van de tarieven van Inter-Energa is onder andere te verklaren door de opname van de exploitatieoverschotten/tekorten van zijn 70 kV-net in de gecascadeerde transmissienettarieven. In 2009 stijgt het tarief voor Inter-Energa vervolgens weer.

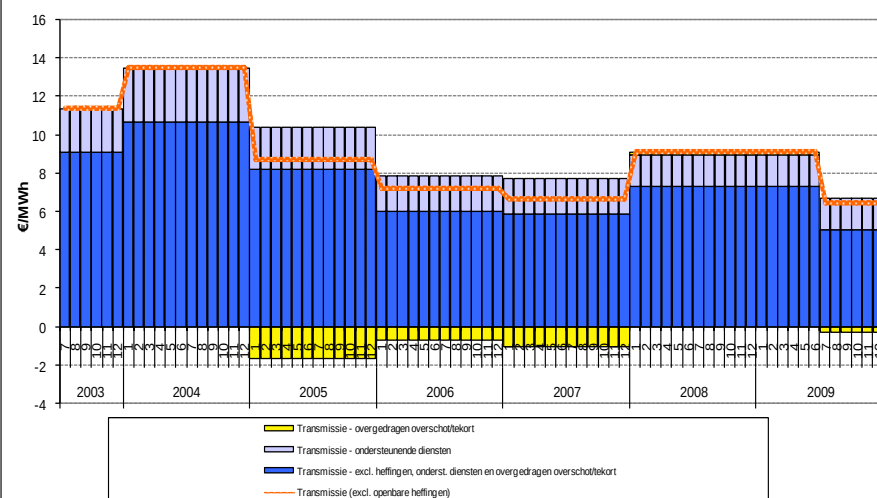
45. Figuren 5.1. tot 5.6. dienen als volgt geïnterpreteerd te worden : de staafjes geven de drie subcomponenten van de transmissienettarieven weer (1. transmissienettarief exclusief openbare heffingen, ondersteunende diensten en overgedragen overschotten/tekorten ; 2. de tarieven van de ondersteunende diensten ; 3. de overgedragen overschotten/tekorten). De som van de drie componenten geeft dus het transmissienettarief (exclusief openbare heffingen), voorgesteld door

een lijn. Noteer dat, grafisch gesproken, de lijn die de transmissienettarieven (exclusief openbare heffingen) voorstelt zich in de meeste gevallen op een lager peil bevindt dan de staafjes, wat te verklaren is door negatieve overgedragen overschotten/tekorten (die dus de hoogte van de tarieven beperken).

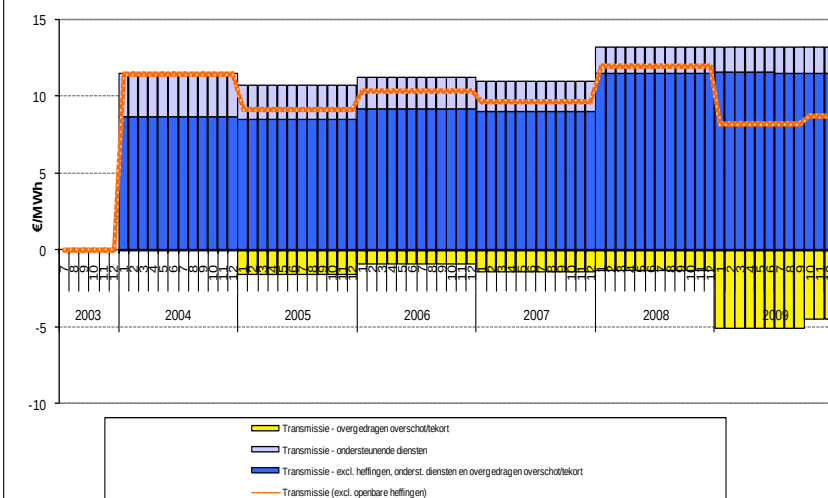
Aangezien de transmissienettarieven identiek waren voor de afnemers van LS (typeklanten Db, Dc, Dc1, Ib, Ic), wordt hun uitsplitsing weergegeven voor Dc in figuur 5.1. tot 5.6. Voor de typeklant MS (Ic1) levert de uitsplitsing geen representatieve resultaten op, omdat het transmissienettarief voor de meeste jaren naar boven toe begrensd is.

Figuur 5 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het transmissietarief – €/MWh

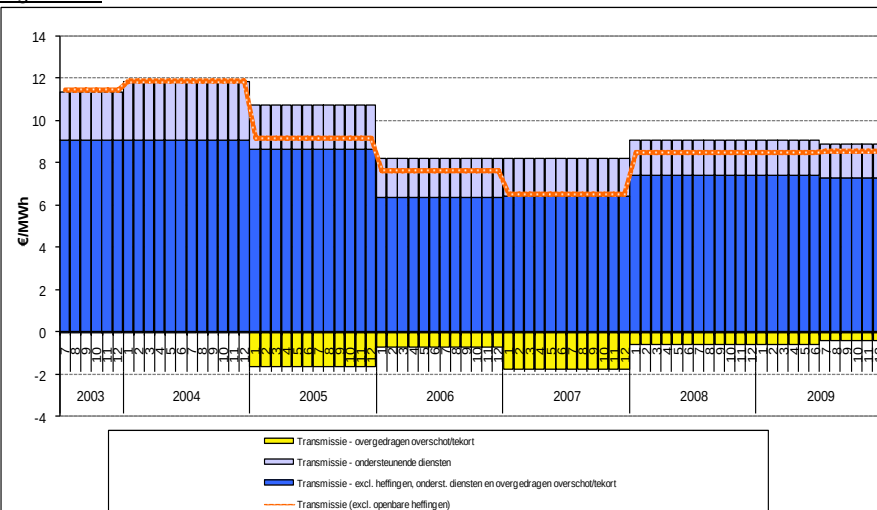
Figuur 5.1. – Dc – Gaselwest – €/MWh



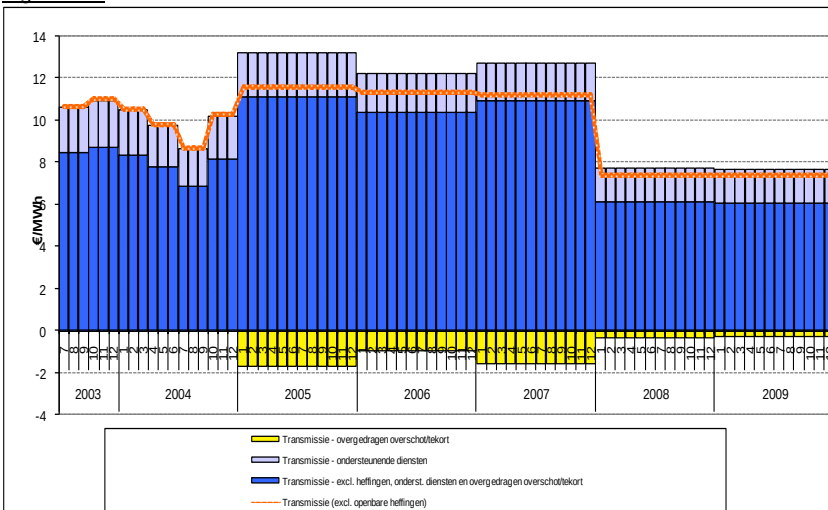
Figuur 5.3. – Dc – IEH – €/MWh



Figuur 5.2. – Dc – Imewo – €/MWh

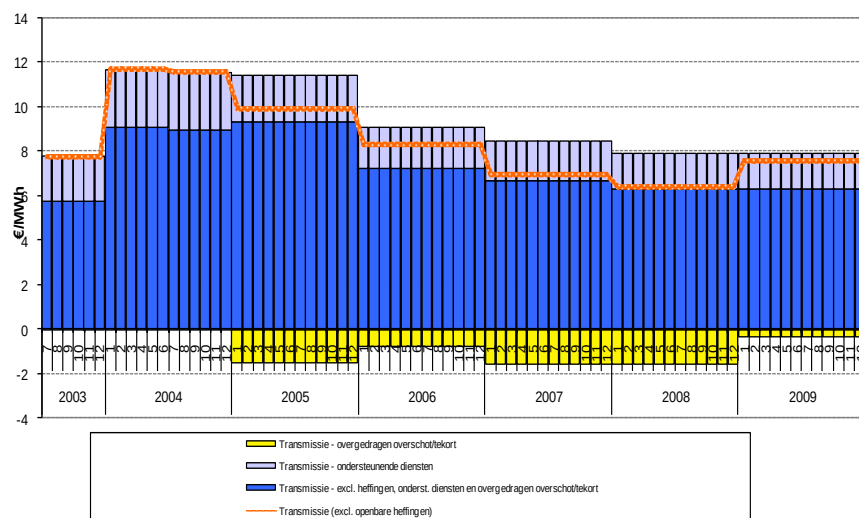


Figuur 5.4. – Dc – Tecteo – €/MWh

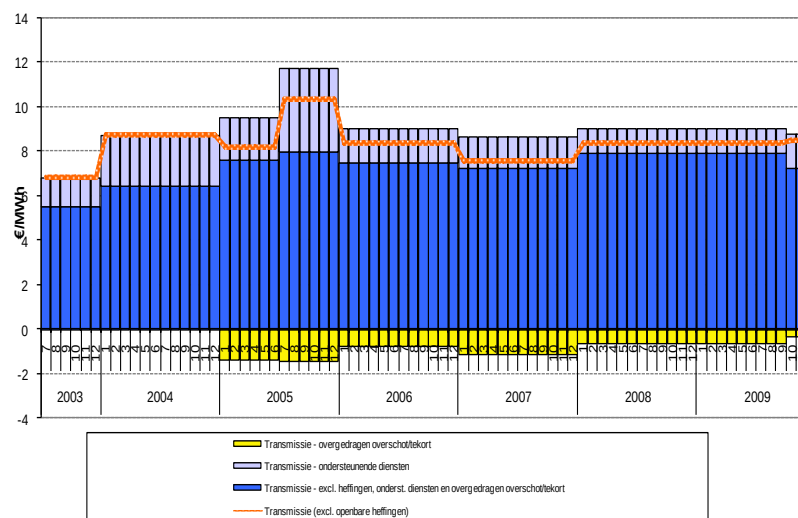


Figuur 5 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het transmissietarief – €/MWh

Figuur 5.5. – Dc – Inter-Energa – €/MWh



Figuur 5.6. – Dc – Sibelga – €/MWh



46. Overgedragen overschot/tekort. De in de voorgaande figuren opgenomen bedragen van overgedragen overschotten/tekorten zijn hoofdzakelijk deze die vastgesteld werden op het vlak van Elia System Operator. In deze studie wordt verondersteld dat ze op dezelfde wijze onder de uiteenlopende klantengroepen verdeeld zijn. Zoals reeds aangegeven in randnummer 8 zijn, voor de meeste DNB's en de meeste jaren, de exploitatieoverschotten/tekorten eigen aan de facturering van de transmissienettarieven door de DNB's opgenomen in de exploitatieoverschotten van de distributie.

Een specifieke overdracht met betrekking tot de toepassing van de transmissienettarieven door de DNB's kon enkel worden waargenomen bij:

- Gaselwest en Imewo in 2007 (overdracht van boekjaar 2005) en in 2008 (overdracht van boekjaar 2006). Bij Gaselwest (figuur 5.1.), is de overdracht van de transmissienettarieven verbonden aan de facturering door de DNB gering (zowel in 2007 als in 2008) en het overschot dat uit de grafiek naar voor komt bestaat bijna volledig uit hetgeen werd verwezenlijkt op het vlak van Elia System Operator. Bij Imewo (figuur 5.2.) zijn de in 2007 en 2008 vastgestelde overdrachten op het vlak van de DNB groter en doen ze, samen met de overdrachten van Elia System Operator, de tarieven dalen met ongeveer 10% in 2007 en 2% in 2008;
- Inter-Energa, dat uit zijn tarieven voor de jaren 2006 tot 2008 de exploitatieoverschotten/tekorten (bonus/malus) heeft gelicht die vastgesteld werden op het vlak van zijn 70 kV net. Het overschot van 2006 (opgenomen in de tarieven van 2008) is vrij groot, wat de daling van de transmissienettarieven tussen 2007 en 2008 verklaart (zie figuur 5.5.);
- IEH in 2008 (overdracht van boekjaar 2006), dat de transmissienettarieven met ongeveer 6% heeft laten dalen, als aanvulling op de overdrachten van Elia System Operator (figuur 5.3.);
- Sibelga in 2008. Het gaat om het geheel van de gecumuleerde overdrachten per 31/12/2006, maar het bedrag blijft beperkt. Zonder deze overschotten in te calculeren zouden de transmissienettarieven ongeveer 2,5% hoger geweest zijn dan nu (figuur 5.6.).

Tecteo heeft geen berekeningen overgemaakt waaruit het exploitatieoverschot kan afgeleid worden dat in aanmerking werd genomen in de tarieven van 2008. Het in de tarieven van 2008 grafisch voorgestelde exploitatieoverschot stemt dus overeen met dat van Elia System Operator (figuur 5.4.).

47. Ondersteunende diensten.

De tarieven van de ondersteunende diensten, die een belangrijk deel van de transmissienettarieven uitmaken (ongeveer 20%-25%), zijn gevoelig gedaald tijdens de onderzochte periode. Ze dekken:

- de kosten van de verschillende reserves aan capaciteit en die van de noodzakelijke regelingsmiddelen om het zone-evenwicht in stand te houden;
- de kosten voor het compenseren van de netverliezen.

Omdat deze laatste gevoelig gestegen zijn als gevolg van de stijging van de energieprijzen, zijn de vastgestelde dalingen voor alle ondersteunende diensten samen toe te schrijven aan een daling van de kosten van reserves en regelingsmiddelen. Die zijn op hun beurt te verklaren door:

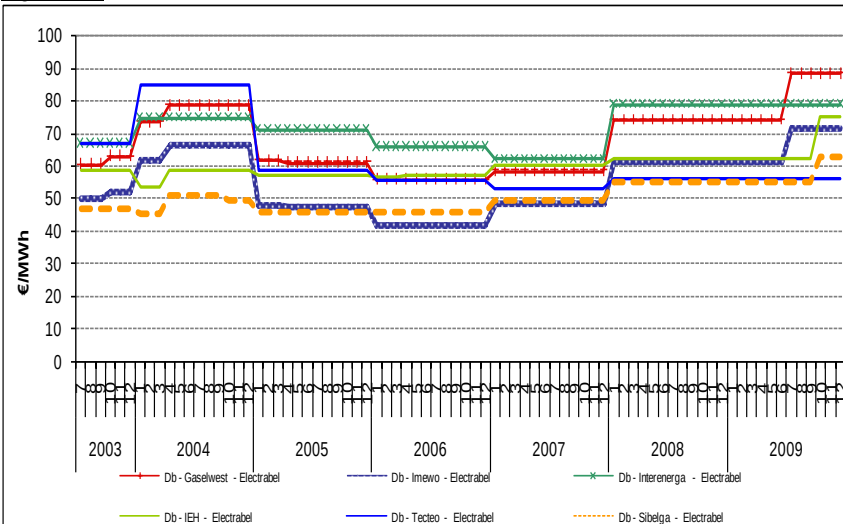
- de grondige controles van de CREG die voor verschillende boekjaren geleid hebben tot het opleggen, door de Minister, van maximumprijzen voor de levering van de reserves op basis van de procedure bepaald door het Koninklijk Besluit van 11 oktober 2002 betreffende de openbare dienstverleningen op de elektriciteitsmarkt;
- de invoering van een nieuw compensatiemechanisme voor de kwartuurnevenwichten op basis van een marktmechanisme dat globaal genomen goedkoper voor Elia System Operator gebleken is dan het oude systeem waarbij de activeringsmiddelen jaarlijks contractueel vastgelegd werden, tegelijk met de reserves aan capaciteit.

II.5. Tarief van de distributienetbeheerders

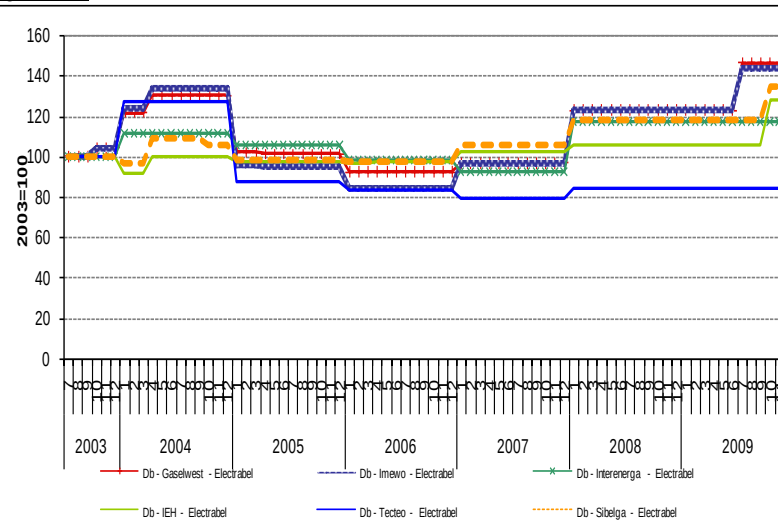
48. Figuren 6.1. tot 6.12. geven de evolutie van de tarieven van de distributienetbeheerders (exclusief openbare heffingen) weer in absolute waarde (figuren links) en bij basisindex juli 2003=100 (figuren rechts). De subcomponenten van de distributienettarieven worden in detail weergegeven voor typeklanten Dc en Ic1 in figuren 7.1. tot 7.12.

Figuur 6 – Overzicht van de evolutie van het distributienettarief – €/MWh en 07/2003=100

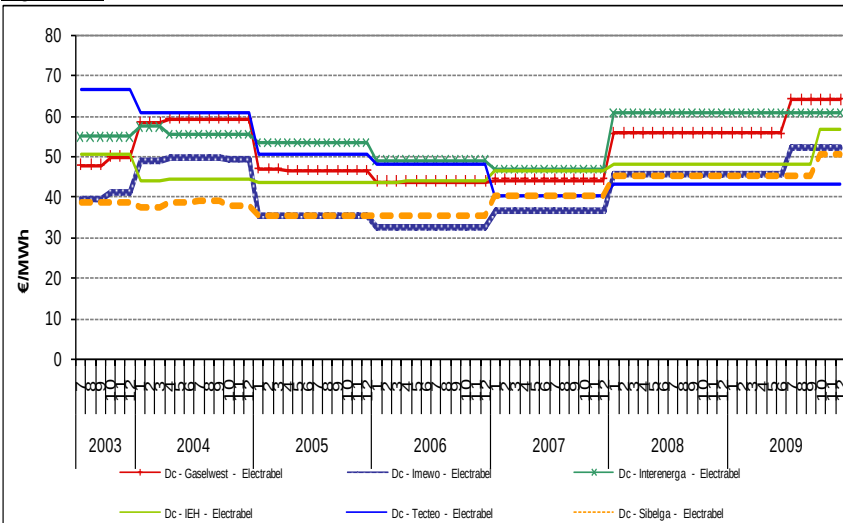
Figuur 6.1. – Db – €/MWh



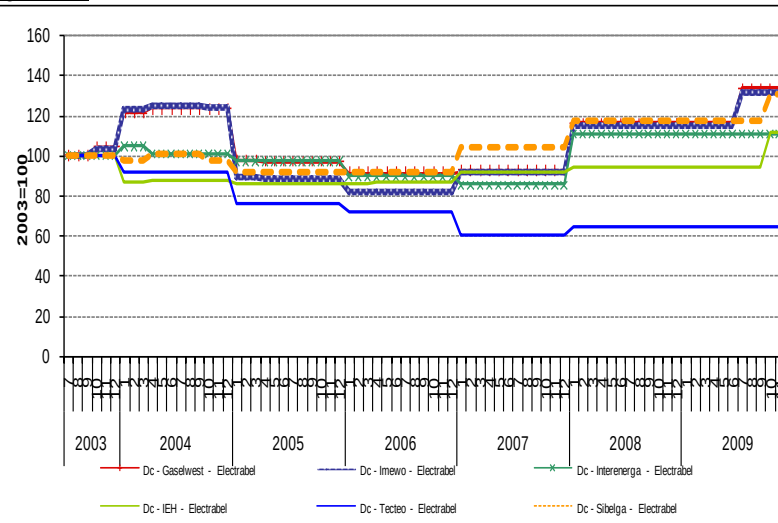
Figuur 6.2. – Db – 07/2003=100



Figuur 6.3. – Dc – €/MWh

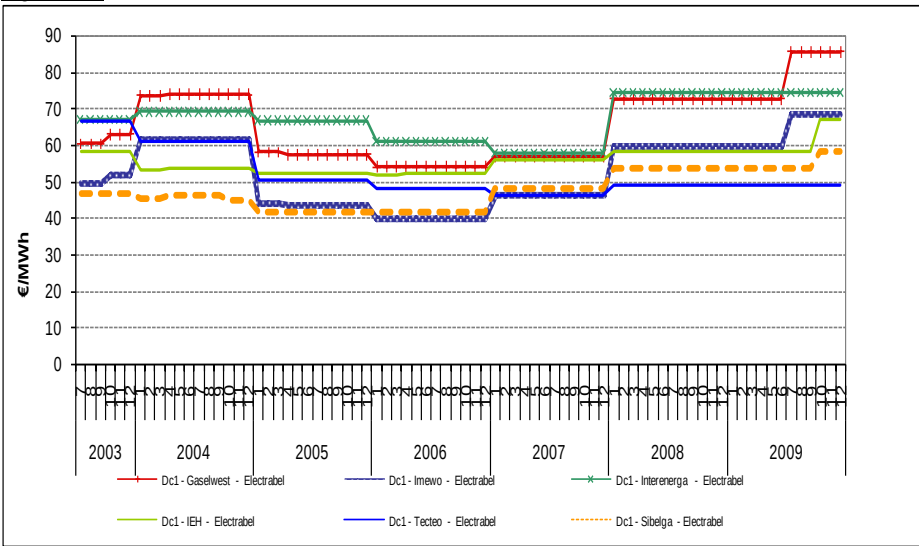


Figuur 6.4. – Dc – 07/2003=100

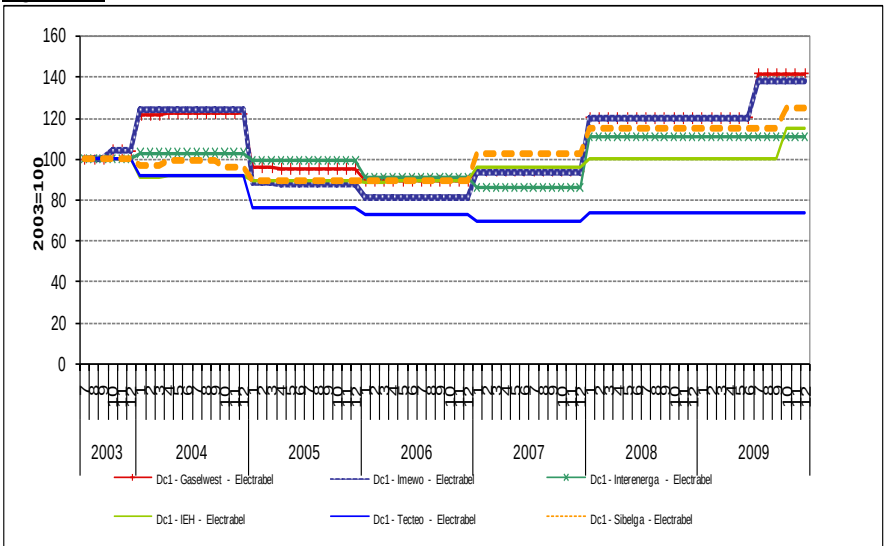


Figuur 6 – Overzicht van de evolutie van het distributienettarief – €/MWh en 07/2003=100

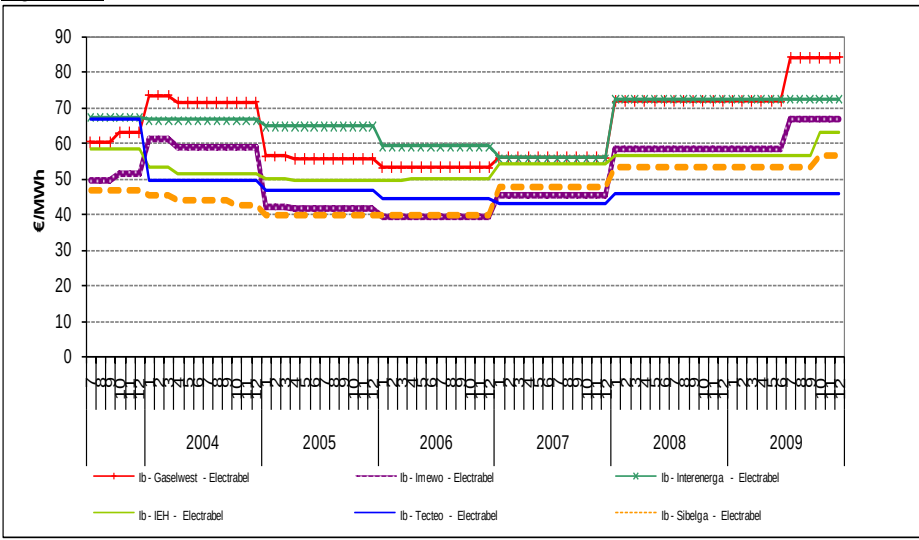
Figuur 6.5. – Dc1 – €/MWh



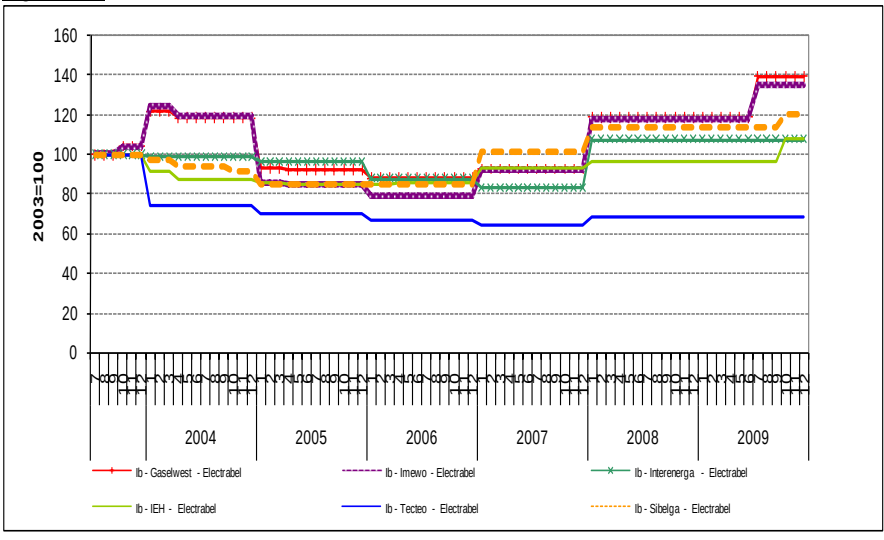
Figuur 6.6. – Dc1 – 07/2003=100



Figuur 6.7. – Ib – €/MWh

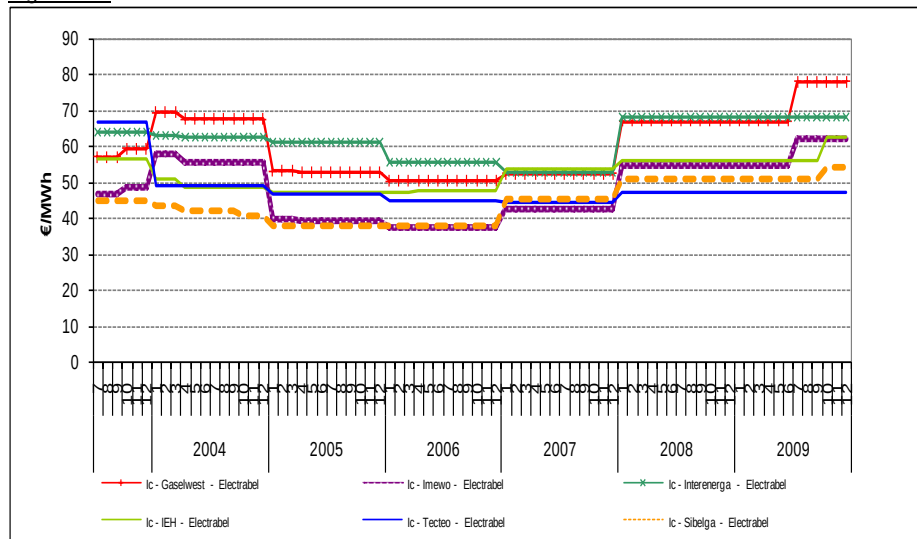


Figuur 6.8. – Ib – 07/2003=100

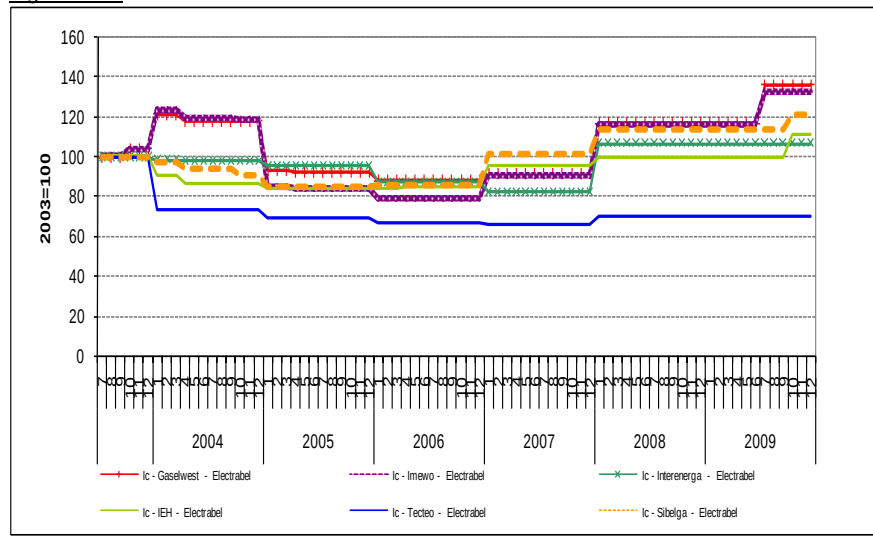


Figuur 6 – Overzicht van de evolutie van het distributienettarief – €/MWh en 07/2003=100

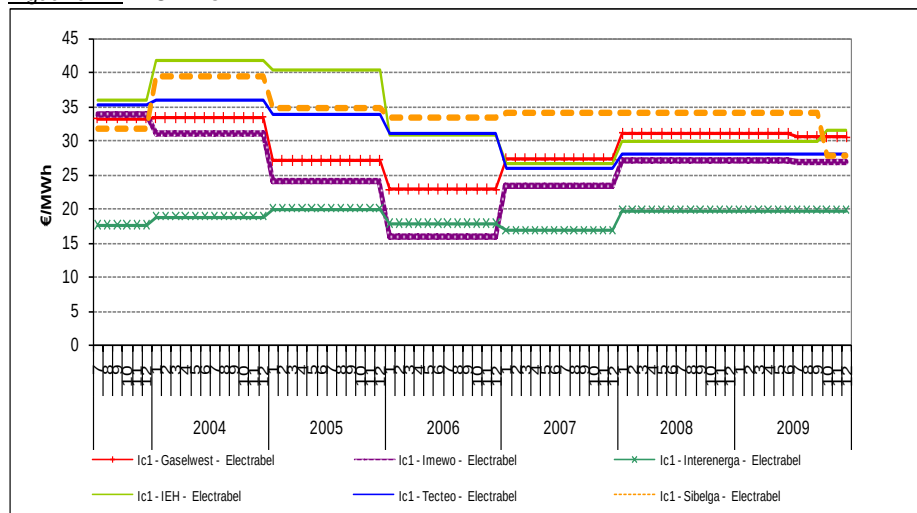
Figuur 6.9. – Ic – €/MWh



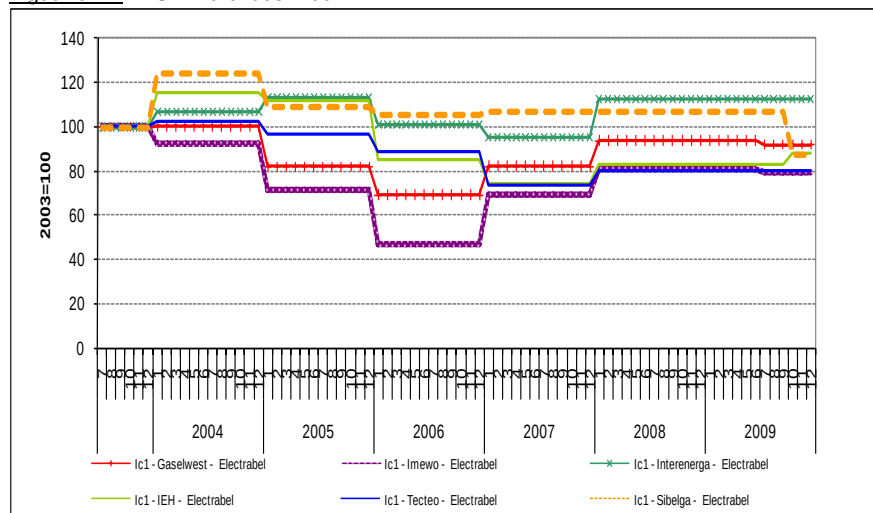
Figuur 6.10. – Ic – 07/2003=100



Figuur 6.11. – Ic1 – €/MWh



Figuur 6.12. – Ic1 – 07/2003=100



49. LAAGSPANNING (LS). Voor de klanten LS (Db, Dc, Dc1, Ib, Ic), hebben alle distributiezones tariefdalings gekend tot het exploitatiejaar 2007 (2006 voor de zone Sibelga), maar voor de meeste DNB's werden deze gunstige evoluties geneutraliseerd in het exploitatiejaar 2008 (zie bijvoorbeeld figuur 6.4.). De stijging van de distributienettarieven tussen 2007 en 2008 is gedeeltelijk te verklaren door:

- de gevolgen die de CREG heeft gegeven aan de arresten die in 2007 door het Hof van Beroep werden geveld
- de ondertekening van een dading met de DNB's van de gemengde sector.

De stijgende energiekosten voor het compenseren van de netverliezen, de stijgende kosten van de ODV en *embedded costs* komen deze stijging nog versterken.

Het Koninklijk Besluit van 2 september 2008²⁴ legt de bepalingen en de structuur van de meerjarentarieven vast. 2009 is het eerste jaar van de meerjarenperiode 2009-2012. In de beslissingen van 18 november 2008 zijn alle tariefvoorstellen 2009-2012 verworpen. Deze voorstellen waren immers niet uniform het Koninklijk Besluit. Hierdoor werden de tarieven 2008 verlengd tot in 2009 totdat er goedgekeurde distributienettarieven zijn. Vanaf juli 2009 zijn er goedgekeurde distributienettarieven voor 2009 voor Gaselwest en Imeweo. Deze brengen een stijging met zich mee. Voor Sibelga en IEH was dit in oktober 2009. Het Koninklijk besluit van 2 september 2008 ligt aan de basis van de stijging van de tarieven, met ondermeer de afschrijvingen op meerwaarden. Meer uitleg volgt in hoofdstuk IV.

In vergelijking met 2003 schommelden de distributienettarieven LS (exclusief openbare heffingen) in december 2009 in ruime mate naargelang de distributiezones en de typeklanten, gaande van dalings van tegen de 30% (zone Tecteo) tot stijgingen met nagenoeg 35% (Gaselwest, Imewo). In de zone IEH, liggen de distributienettarieven in 2009 15% hoger dan 2003. De stijgingen vastgesteld bij Inter-Energa schommelen van 7% tot 20% naargelang de typeklant. Bij Sibelga schommelt dit van 20 tot 35%.

50. MIDDENSPIJNING (MS). Voor typeklant Ic1 die aangesloten is op MS blijft de balans over heel de onderzochte periode positief. Zo zijn er 5 distributienetbeheerders die in december 2009 lagere tarieven hebben dan in 2003 (figuur 6.12). Enkel Inter-Energa heeft hogere tarieven dan in 2003. Deze tarieven zijn de verlenging van de tarieven 2008.

²⁴ Het 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 de kosten en de ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van de distributienetten voor elektriciteit (hierna: het Koninklijk Besluit van 2 september).

Omwille van het principe van de cascade van de kosten tussen klantengroepen, dragen de klanten in MS niet de kosten van de infrastructuur die zich downstream van hun net bevindt. Dit is één van de redenen waarom de middenspanningstarieven merkkelijk lager (twee- tot driemaal) liggen dan de laagspanningstarieven (figuur 6.9. vergeleken met figuur 6.11.).

51. Tijdens de onderzochte periode wordt een convergentie van de tariefpeilen waargenomen: in juli 2003 bedroegen de distributienettarieven voor typeklant Dc (figuur 6.3.) van € 38,00/MWh (zone Sibelga) tot € 67,00/MWh (zone Tecteo), zijnde een verschil van €29,00/MWh, terwijl ze in december 2009 van € 43,00/MWh (zone Tecteo) tot € 64,00€/MWh (zone Gaselwest) bedroegen, een verschil van € 21,00/MWh. Deze convergentie is nog sterker als men het “distributienettarief exclusief openbare heffingen, kosten van ondersteunende diensten, kosten van ODV en exploitatieoverschotten/ tekorten” (zie hierna) vergelijkt. In dat geval bedraagt in 2009 het verschil tussen het minimumtarief (€ 36,00/MWh) en het maximumtarief (€ 50,00/MWh) van het onderzochte staal € 14,00/MWh.

52. De evolutie van de distributienettarieven loopt sterk uiteen van de ene distributiezone tot de andere. Het samenvallen van verschillende factoren verklaart deze uiteenlopende evolutie:

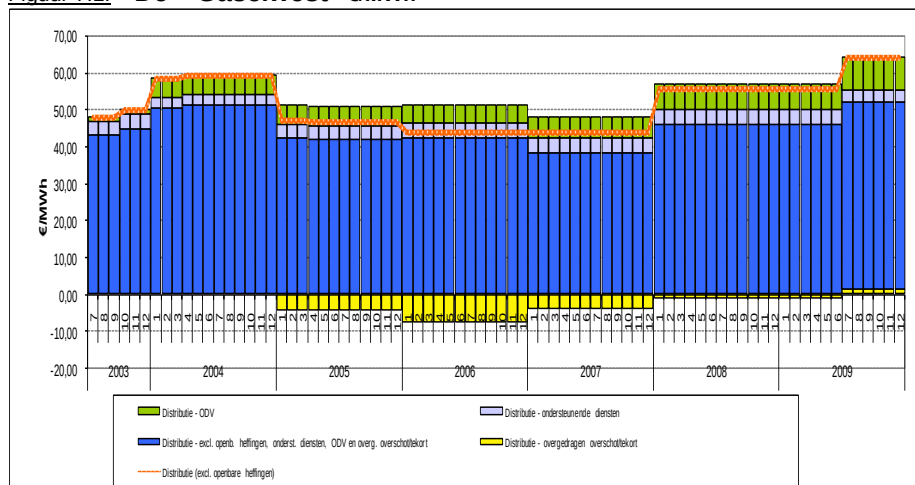
- het aanvankelijk kostenpeil, de door de DNB's gedane inspanningen op het gebied van de kosten en de controles van de CREG, via de *benchmark* oefening en de individuele kostenanalyse;
- een uitzuivering en een betere zichtbaarheid van de kosten en opbrengsten van de gereguleerde distributienetactiviteit;
- een verfijning van de methodes voor de spreiding van de gemeenschappelijke kosten van de verschillende activiteiten van de DNB's;
- de evolutie van de samenstellende delen van de vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal en met name:
 - het geïnvesteerde kapitaal (RAB);
 - de evolutie van de OLO-percentages op 10 jaar;
 - de evolutie van parameter Bèta;
 - de financieringsstructuur.
- een verfijning van de methodes voor toewijzing van de kosten en voor cascade van de kosten tussen klantengroepen onderling;
- het opduiken van nieuwe kosten verbonden aan de liberalisering, zoals *clearing house* kosten of kosten voor het opstellen van nieuwe informaticasystemen;

- de in 2007 gevelde arresten van het Hof van Beroep en de als gevolg daarvan gesloten dading tussen de CREG en een aantal DNB's;
- de uitbreiding van de ODV;
- het in aanmerking nemen van de exploitatieoverdrachten (bonus-malus);
- de evolutie van de kosten van de ondersteunende diensten.

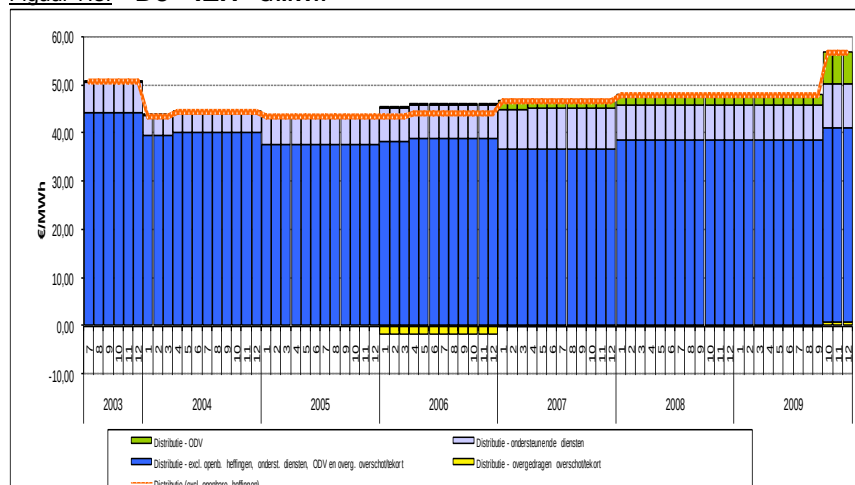
53. De invloed van de laatste drie verklarende factoren op de distributienettarieven blijkt uit de volgende grafieken. Hij verschilt zeer sterk van de ene distributiezone tot de andere.

Figuur 7 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het distributienettarief – €/MWh

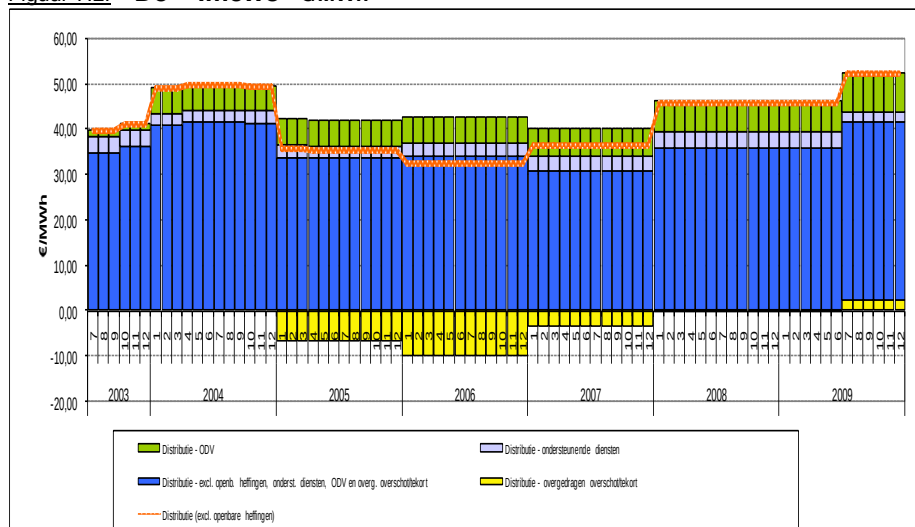
Figuur 7.1. – Dc – Gaselwest - €/MWh



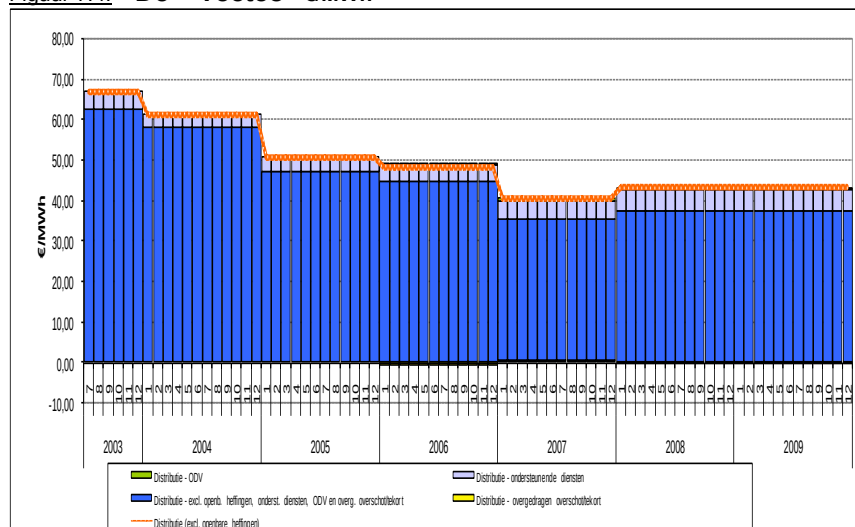
Figuur 7.3. – Dc – IEH - €/MWh



Figuur 7.2. – Dc – Imewo - €/MWh

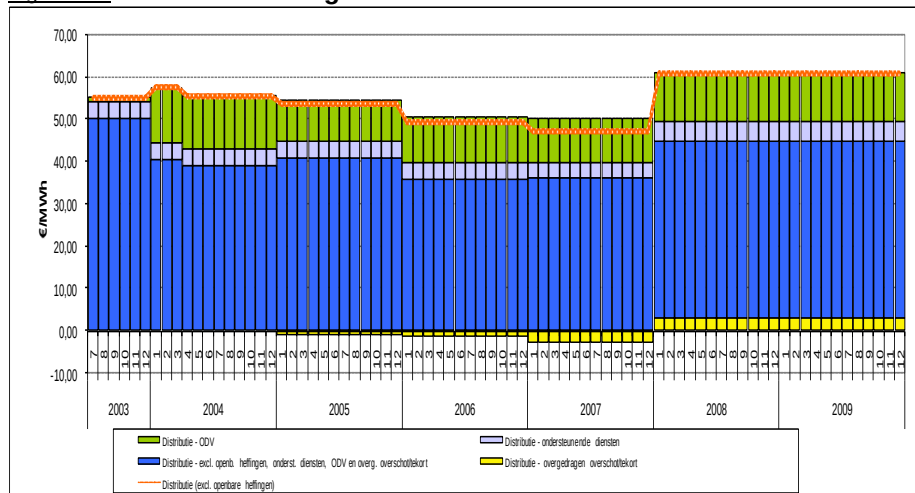


Figuur 7.4. – Dc – Tecteo - €/MWh

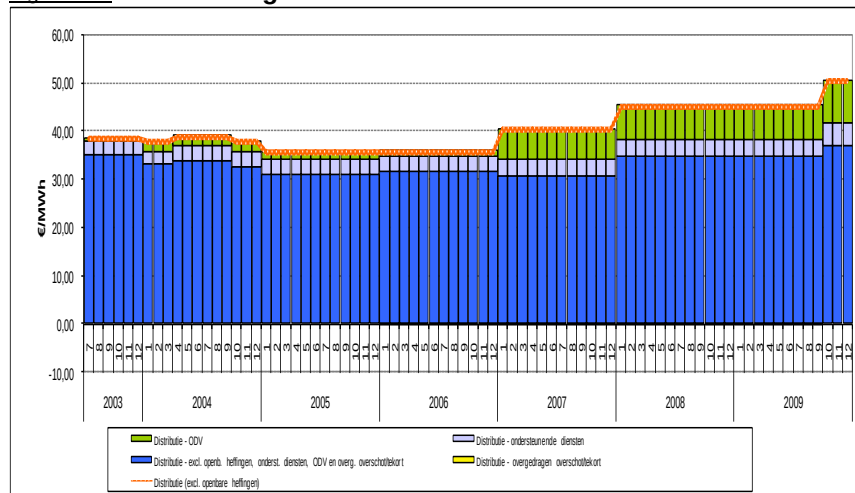


Figuur 7 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het distributienettarief – €/MWh

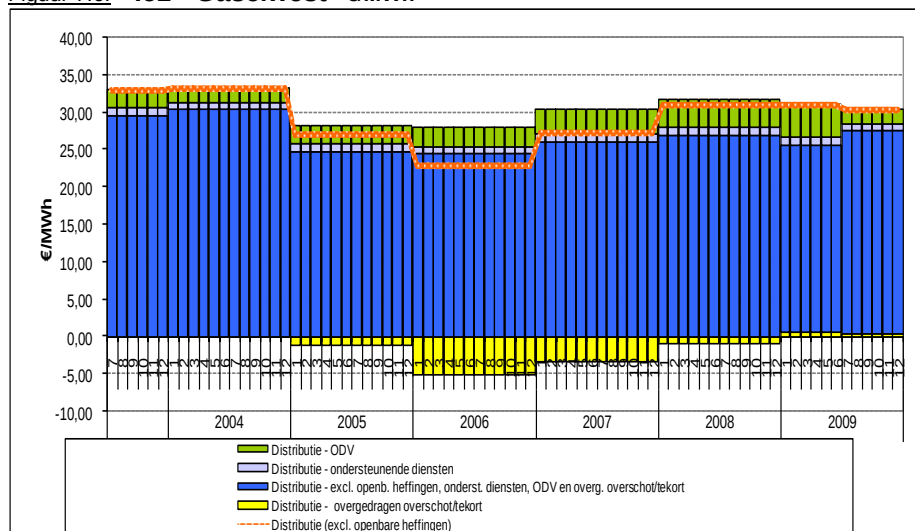
Figuur 7.5. – Dc – Inter-Energa - €/MWh



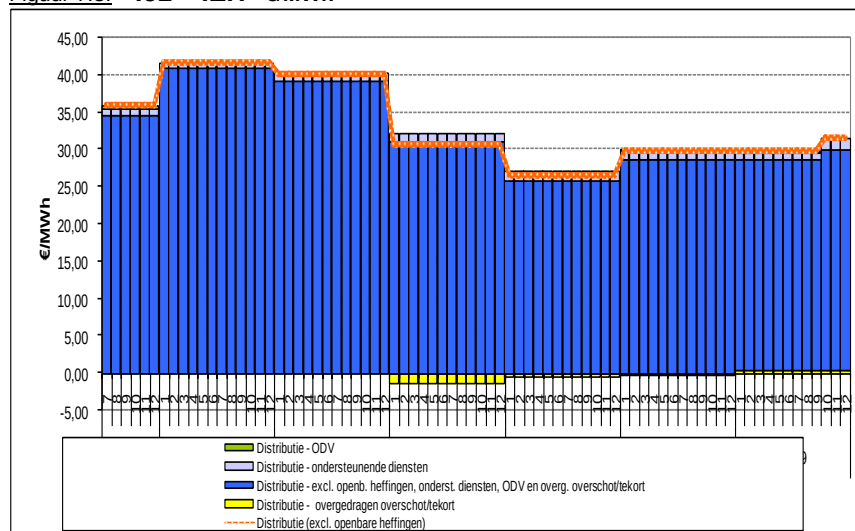
Figuur 7.7. – Dc – Sibelga - €/MWh



Figuur 7.6. – Ic1 – Gaselwest - €/MWh

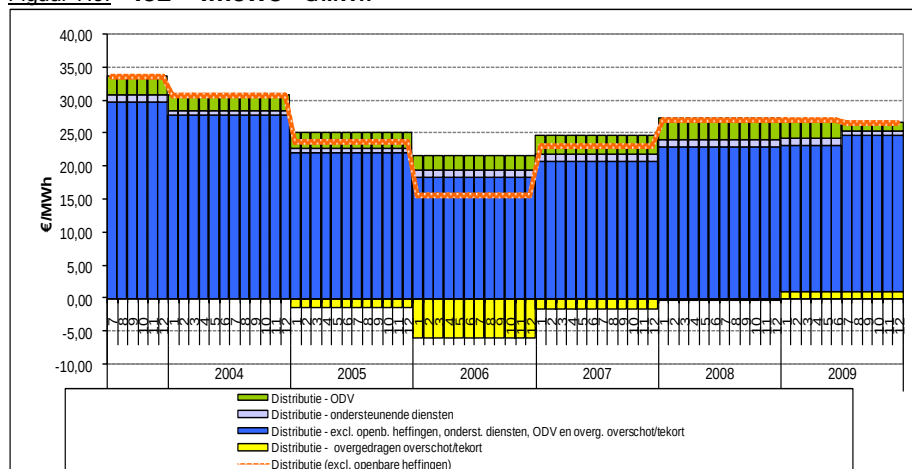


Figuur 7.8. – Ic1 – IEH - €/MWh

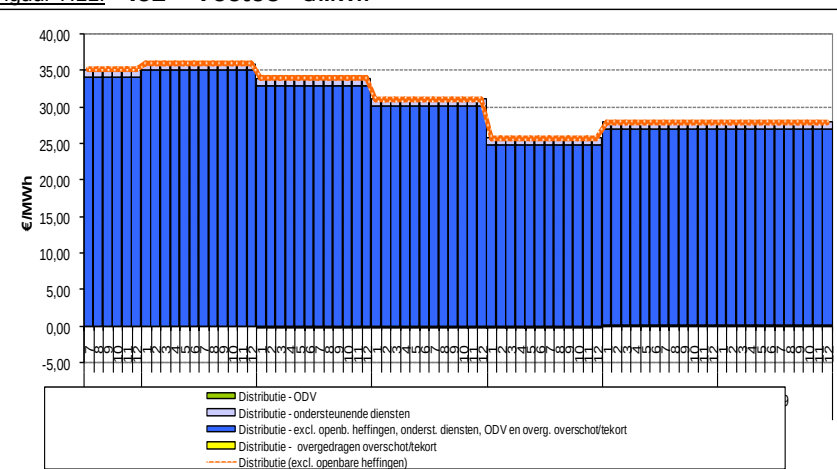


Figuur 7 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het distributienettarief – €/MWh

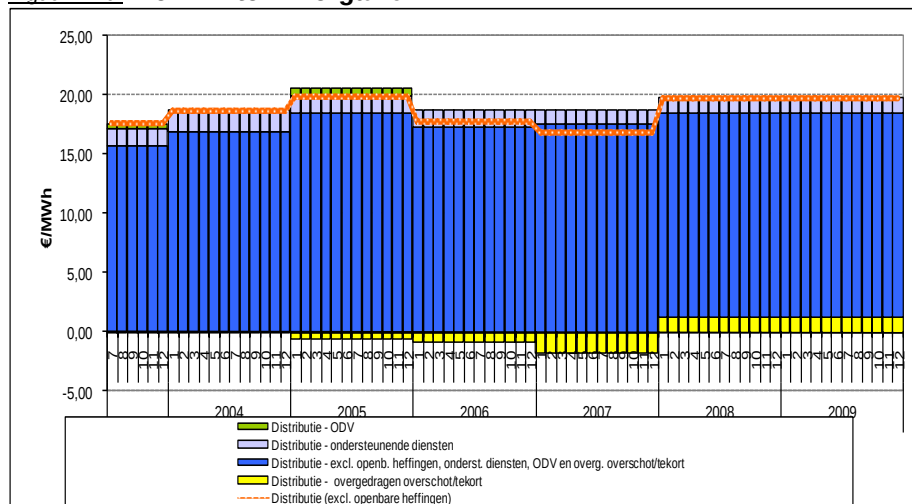
Figuur 7.9. – Ic1 – Imewo - €/MWh



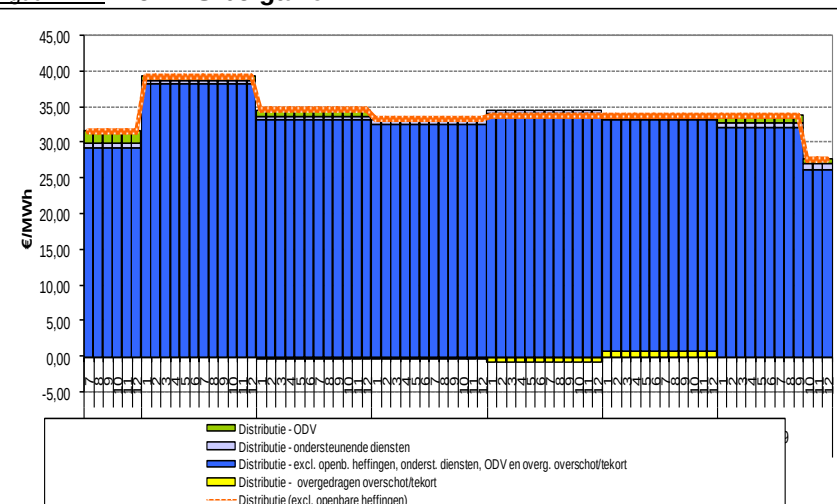
Figuur 7.11. – Ic1 – Tecteo - €/MWh



Figuur 7.10. – Ic1 – Inter-Energa - €/MWh



Figuur 7.12. – Ic1 – Sibelga - €/MWh



54. Kosten van ODV. Deze verschillen sterk van het gewest tot gewest.

VLAANDEREN. De DNB's gevestigd in Vlaanderen kenden een forse stijging van de kosten van ODV tussen 2003 en 2004, hoofdzakelijk als gevolg van de toepassing van de maatregel van de gratis kWh. Het feit dat de kosten van deze gratis levering volledig ten laste van de LS vallen, verklaart grotendeels de tussen 2003 en 2004 vastgestelde tariefverhogingen voor dit spanningsniveau (zie bijvoorbeeld figuur 7.1.). Wat Gaselwest en Imewo betreft, gingen de stijgingen van de kosten van ODV door na 2004 (stijging met meer dan 65% tussen 2004 en 2009), onder andere als gevolg van de stijging van de kosten verbonden aan de plaatsing van budgetmeters of vermogenbegrenzers en het verschijnen van nieuwe ODV zoals administratieve steun, onderhoud van de openbare verlichting, REG en certificaten verplichting. Bij Gaselwest vertegenwoordigen de kosten van ODV ongeveer 14% van de kosten die als basis dienen voor de berekening van de distributienettarieven LS²⁵, terwijl ditzelfde percentage bij Imewo gemiddeld meer dan 17% bedraagt (tot 19% in 2006). Bij Inter-Energa zijn de kosten van ODV niet toegenomen tussen 2004 en 2009 en vertegenwoordigen ze gemiddeld 20% van de kosten die als basis dienen voor de berekening van de distributienettarieven LS.

WALLONIË. In het Waalse Gewest vormden de kosten van ODV een te verwaarlozen deel van de distributienetkosten tot in 2007; vanaf toen kregen ze een grotere invloed op de tarieven (zie bijvoorbeeld figuur 7.3.). In vergelijking met de Vlaamse DNB's en Sibelga blijft hun aandeel in de distributienetkosten 2008 vrij gering. De openbare dienstverplichtingen zijn sterk gestegen in de goedgekeurde tarieven 2009-2012. Deze stijging is te wijten aan het uitvoeren van het besluit betreffende openbare verlichting en de "Talexus"²⁶ toepassing.

BRUSSEL. In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest zijn de kosten van ODV verantwoordelijk voor de gevoelige stijging van de LS-tarieven in 2007 (zie bijvoorbeeld figuur 7.7.) en meerbepaald de zeer sterke stijging van de kosten voor openbare verlichting, met inbegrip van die voor de aankoop van energie, die in Brussel een ODV vormt. Ze vertegenwoordigen van dan af ongeveer 16% van de distributienetkosten. Deze stijging blijkt niet het geval te zijn voor typeklant Ic1 in MS, een niveau waarop weinig kosten van ODV worden aangerekend (figuur 7.12.). Noteer dat het hier enkel om een gedeelte van de kosten van ODV gaat, namelijk dat wat door de distributienettarieven gedekt wordt. De kosten worden immers in de eerste plaats gedekt door een specifiek recht dat op het niveau van de leveranciers wordt geheven (zie II.6. Openbare heffingen) en slechts het niet door dit recht

²⁵ Exclusief aansluitingstarieven.

²⁶ Talexus is een betalingssysteem voor herlaadkaarten van budgetmeters.

gedekte gedeelte wordt door het distributienettarief gedekt.

55. Overgedragen overschot/tekort.

VLAANDEREN. Voor de Vlaamse DNB's hebben de bonus/malusbeslissingen van de CREG belangrijke exploitatieoverschotten aan het licht gebracht, in het bijzonder voor de eerste exploitatiejaren (zie bijvoorbeeld het overschot van 2004, overgedragen in de tarieven van 2006 van Imewo, in figuur 7.2. en 7.9.). Als gevolg van de in 2007 gevelde arresten werd de methode voor het bepalen van de bonus/malus die tot het exploitatiejaar 2006 gebruikt werd grondig gewijzigd. Deze wijziging kwam tot uiting in kleinere overdrachten van exploitatieoverschotten (bonus/malus) en, wat Inter-Energa betreft, door de vaststelling van een vrij grote malus, die voor de helft wordt opgenomen in de distributienettarieven van 2008. De opname van deze malus verklaart voor een deel de stijging van de tarieven in 2008 (zie bijvoorbeeld figuur 7.5.).

WALLONIË EN BRUSSEL. In het Waals Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest zijn de exploitatieoverschotten (bonus/malus) merkkelijk kleiner gebleven dan in het Vlaams Gewest, aangezien ze slechts voor de in aanmerking komende afnemers werden vastgesteld, die tot in 2007 een minderheid bleven op niveau van de laagspanning.

56. Ondersteunende diensten.

Hun aandeel in de distributienettarieven (exclusief openbare heffingen) schommelt voor de meeste distributienetbeheerders tussen 5% en 16% maar kan tot 18% (IEH) bereiken in 2007 (zie figuur 7.3.).

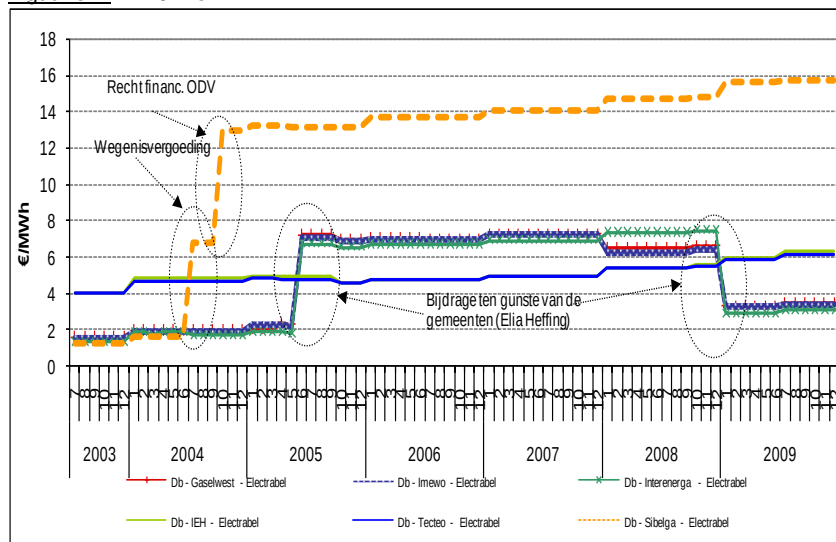
In het Waals Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest zijn de tarieven ter compensatie van de netverliezen, na een lichte daling tussen 2003 en 2004, constant omhooggegaan tussen 2004 en 2009, met voor sommige DNB's zelfs stijgingen tot 70% over deze periode (zone IEH). Deze sterke stijgingen komen niet voor in Vlaanderen, waar de tarieven vrij stabiel gebleven zijn, mede door tussenkomst van de CREG (beoordeling redelijkheid van kosten). De tariefverhogingen vastgesteld in het Waals Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest houden hoofdzakelijk verband met het feit dat sommige DNB's van (historisch) onderhandelde contractvoorwaarden genoten voor omvangrijke energievolumes die de levering aan de niet in aanmerking komende afnemers dekten. De voordelige prijzen bekomen in deze contracten werden vervangen door minder voordelige marktprijzen die voortvloeien uit offerteaanvragen gedaan in het beperktere kader van de aankoop van energie ter compensatie van de netverliezen.

II.6. Openbare heffingen

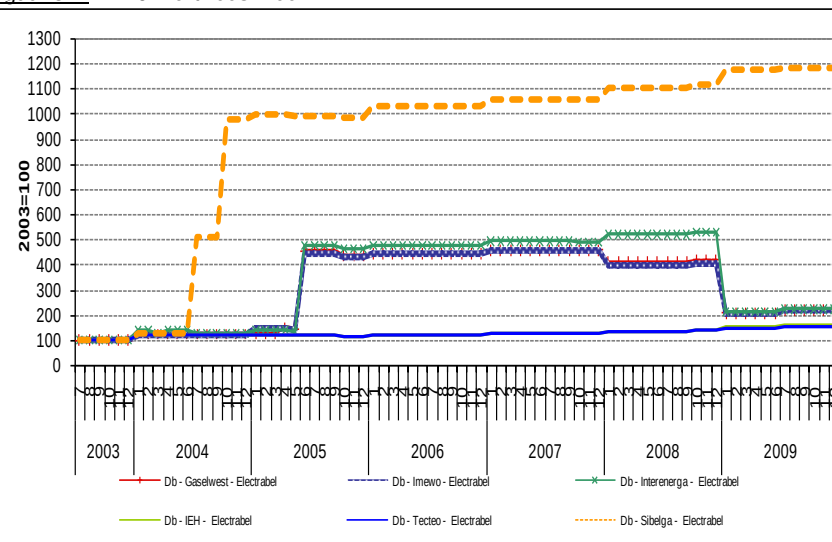
57. Figuren 8.1. tot 8.12. geven de evolutie van de openbare heffingen weer in absolute waarde (figuren links) en in basisindex juli 2003=100 (figuren rechts).

Figuur 8 – Overzicht van de evolutie van de openbare heffingen – €/MWh en 07/2003=100

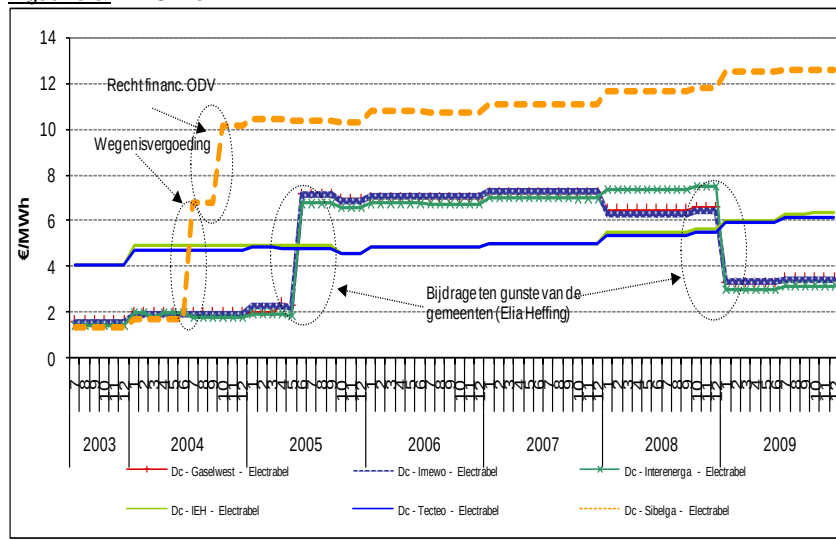
Figuur 8.1. – Db – €/MWh



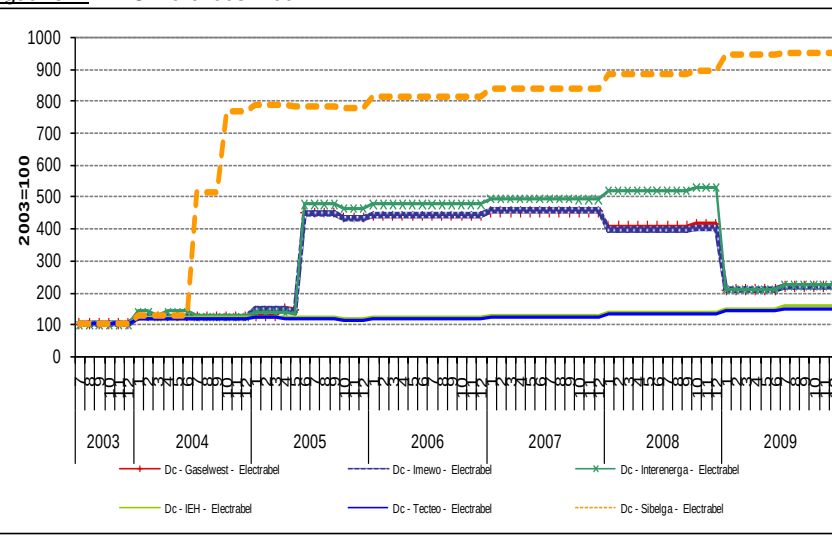
Figuur 8.2. – Db – 07/2003=100



Figuur 8.3. – Dc – €/MWh

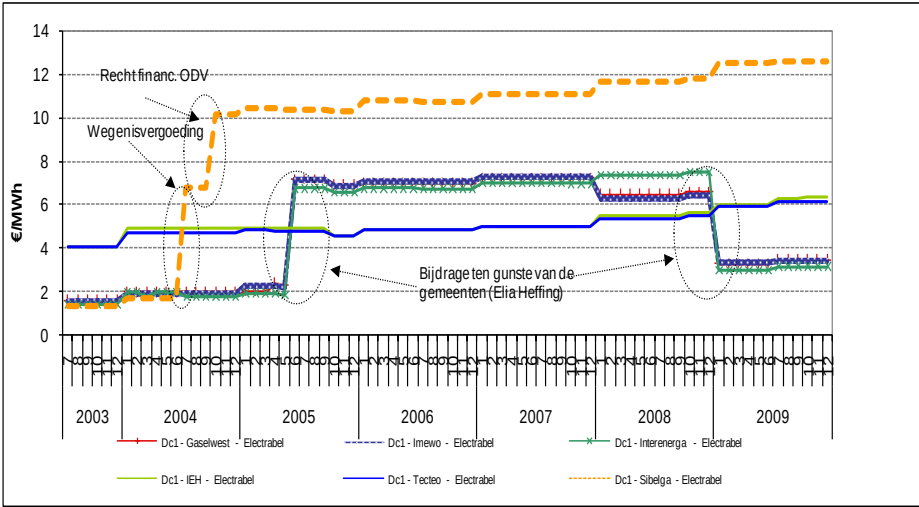


Figuur 8.4. – Dc – 07/2003=100

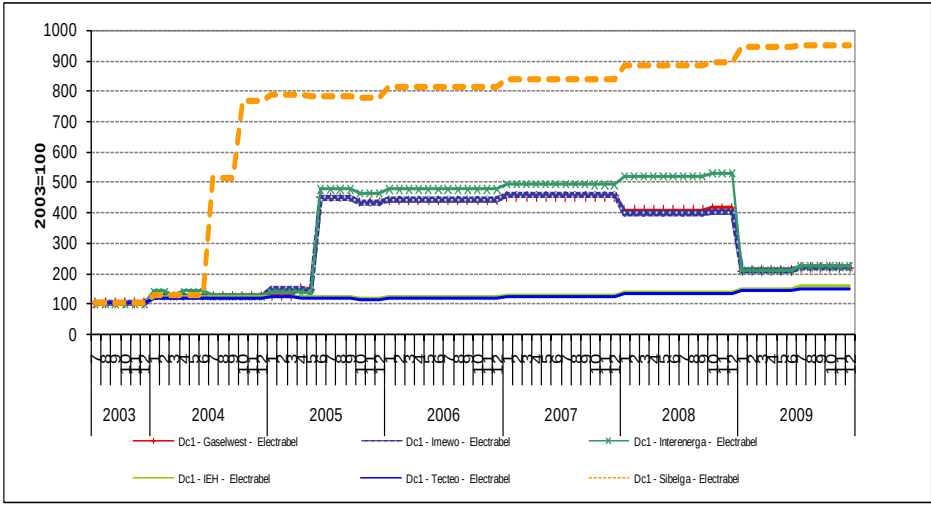


Figuur 8 – Overzicht van de evolutie van de openbare heffingen – €/MWh en 07/2003=100

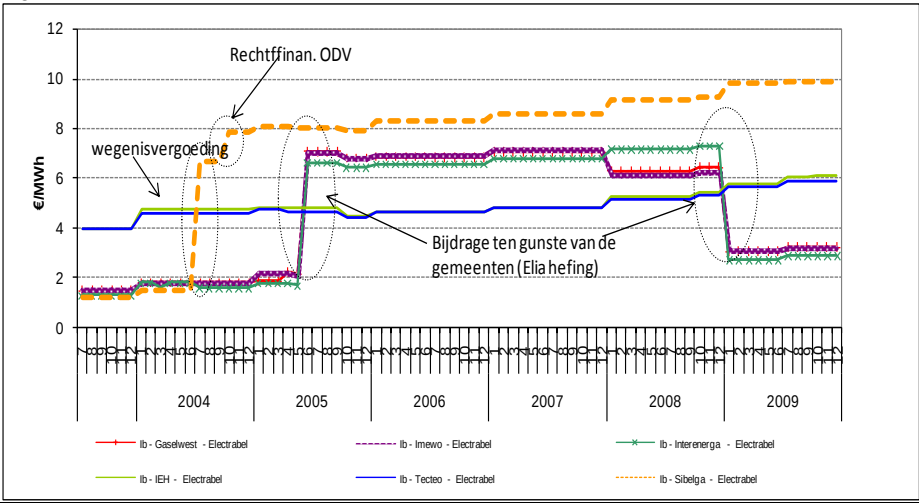
Figuur 8.5. – Dc1 – €/MWh



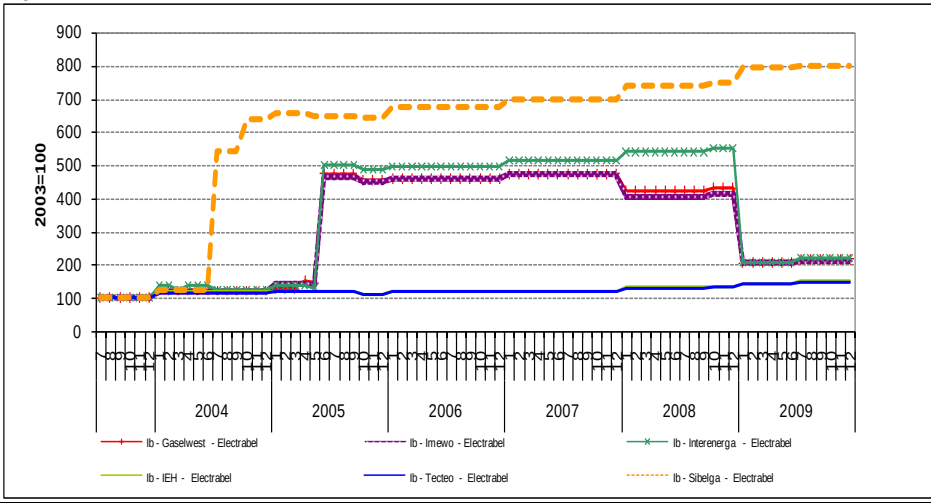
Figuur 8.6. – Dc1 – 07/2003=100



Figuur 8.7. – Ib – €/MWh

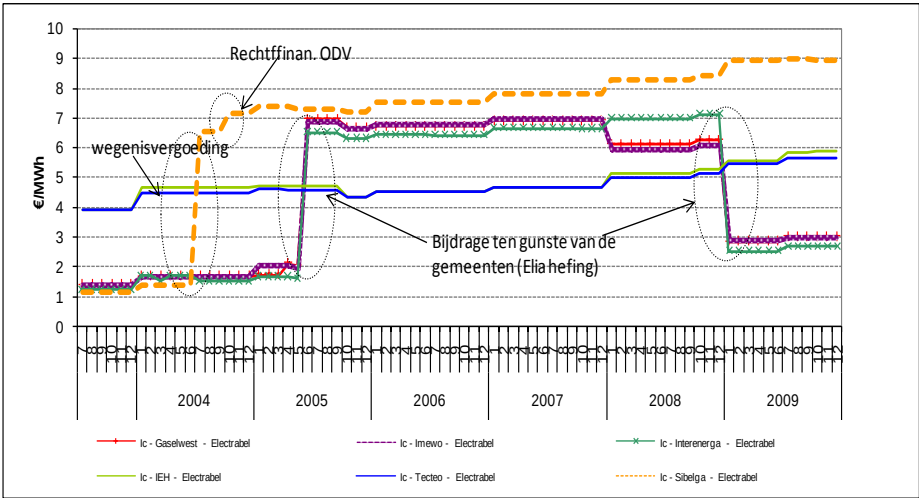


Figuur 8.8. – Ib – 07/2003=100

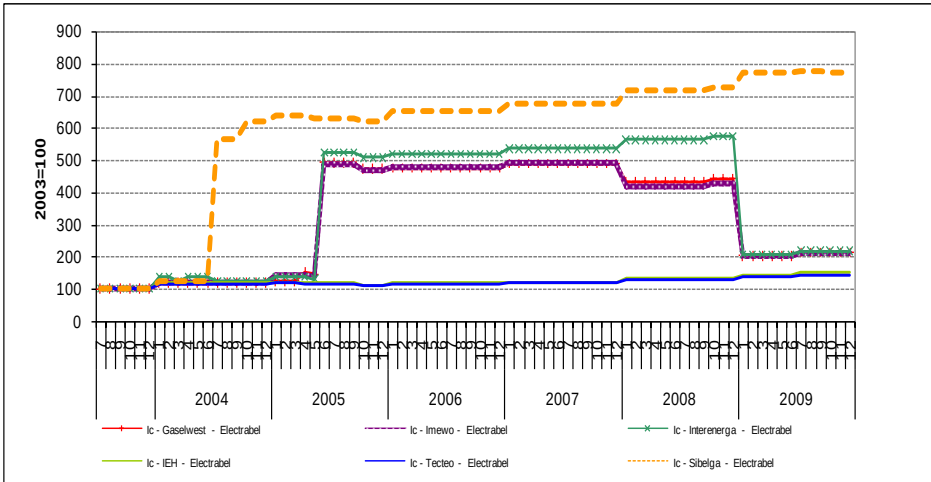


Figuur 8 – Overzicht van de evolutie van de openbare heffingen – €/MWh en 07/2003=100

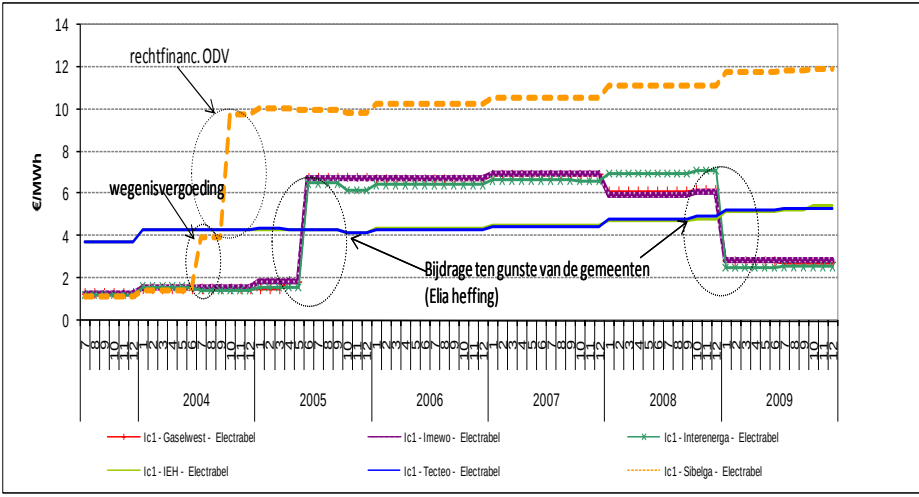
Figuur 8.9._ Ic – €/MWh



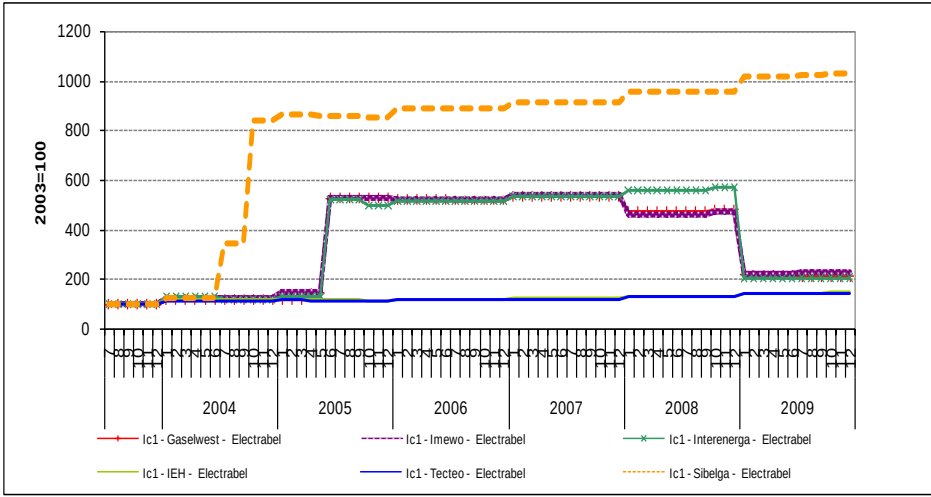
Figuur 8.10._ Ic – 07/2003=100



Figuur 8.11._ Ic1 – €/MWh



Figuur 8.12._ Ic1 – 07/2003=100



58. BRUSSEL. De openbare heffingen zijn het hoogst in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (zie bijvoorbeeld figuur 8.1.). Voor de klanten LS (Db, Dc, Dc1, Ib, Ic) noteert men een forse stijging van de openbare heffingen in juli 2004. Die komt overeen met de aanrekening van een “wegenisretributie” waarvan het bedrag in LS hoger is dan € 5,00/MWh en elk jaar geïndexeerd wordt. Voor de klant in MS (Ic1 in figuur 8.11.) is de stijging in juli minder groot, omwille van het feit dat de Brusselse wetgeving bepaalt dat de “wegenisretributie” geheven voor hoogspanning (>1 kV) maar de helft bedraagt van die in LS (€ 2,50/MWh vermeerderd met de inflatie).

Bij dit bedrag komt nog een recht geheven voor de financiering van de ODV, opgenomen in de berekeningen vanaf het derde trimester 2004. Dit recht wordt eveneens elk jaar geïndexeerd. Voor de LS is dit recht een forfaitair maandelijks bedrag, gedifferentieerd volgens het ter beschikking gestelde vermogen, terwijl voor de hoogspanning (>1 kV) dit recht wordt uitgedrukt in kVA aansluitingsvermogen. In onze berekeningen weegt het per kVA geheven recht op een typeklant in MS (Ic1) zwaarder dan het forfaitair recht geheven op dezelfde typeklant maar aangesloten in LS (Ic), wat in september 2004 tot uiting kwam in een grotere stijging van de openbare heffingen bij eerstgenoemde typeklant.

Dit recht verklaart de verschillende niveaus van de openbare heffingen tussen de verschillende typeklanten in de zone van Sibelga.

De degressiviteit die wordt toegepast op de facturering van de federale bijdrage vanaf een verbruik van 20 MWh vormt een andere factor die de uiteenlopende heffingniveaus tussen de typeklanten verklaart. Deze degressiviteit speelt mee voor de professionele afnemers (Ib, Ic en Ic1), wat hun enigszins lager niveau van openbare heffingen verklaart.

59. VLAANDEREN. De sterke stijging van de openbare heffingen, vastgesteld bij de Vlaamse DNB's in juni 2005, is te wijten aan het van kracht worden van de bijdrage ter compensatie van de inkomstenderving van de gemeenten (“Eliaheffing” van € 4,91/MWh), die voor het eerst van toepassing was op het verbruik van die maand (zie bijvoorbeeld figuur 8.1.).

60. Noteer dat vanaf 1 oktober 2005 de federale bijdrage de toeslag “beschermden klanten” omvat, die vroeger afzonderlijk werd aangerekend. Sinds die datum wordt het bedrag rechtstreeks gefactureerd door de leveranciers en houdt het onmiddellijk rekening met de fuelmix van de leverancier (vrijstelling voor de geleverde groene stroom, verleend op de componenten Kyoto en denuclearisatie). De eenheidsbedragen van de toeslagen ondergaan vanaf die datum niet langer een correctie om rekening te houden met de verliezen op de

distributienetten²⁷ en evolueren volgens de eenheidstoelagen berekend door de CREG en de echtverklaringen van de fuelmix door de gewestelijke regulators.

Vanaf juli 2009 zit de federale bijdrage opnieuw vervat in de transmissienettarieven. Dit brengt mee dat de eenheidsbedragen van de toeslag, vastgelegd door de CREG, worden gecorrigeerd voor netverliezen.

61. Sinds 1 januari 2008 zijn de distributienetbeheerders de Elia-heffing blijven factureren aan de leveranciers, ondanks de stopzetting ervan door de Vlaamse Regering²⁸. De distributienetbeheerders proberen er op die manier voor te zorgen dat hun openstaande vorderingen aan geprefinancierde bedragen kunnen worden gerecupereerd. De distributienetbeheerders refereren naar het artikel 6 van het ministerieel besluit van 13 mei 2005, als wettelijke basis voor de verdere doorrekening van de Elia-heffing in het exploitatiejaar 2008.

De distributienetbeheerders hanteren in 2008, twee verschillende systemen om tot de recuperatie van de geprefinancierde bedragen te komen. Het verschil tussen beide systemen situeert zich enkel in de periode waarover de volledige recuperatie gebeurt:

- de distributienetbeheerders van de gemengde sector voorzien een gelijkmatige recuperatie van de prefinanciering over het volledige jaar 2008. Dit leidt tot verschillende bedragen (€/MWh) per distributienetbeheerder, afhankelijk van het nog te recupereren bedrag;
- de distributienetbeheerders van de zuivere sector houden vast aan een te factureren bedrag van € 4,91/MWh en zullen op het ogenblik dat alles is gerecupereerd stoppen met factureren (=> geen gelijkmatige spreiding over het jaar 2008).

Eind 2008 zijn de bedragen gerecupereerd. Dit leidt tot een sterke daling in 2009 van de openbare heffingen.

²⁷ Vóór 1 oktober 2005 ging de heffing van de federale bijdrage terug tot op het niveau van Elia System Operator via het cascadesysteem. Om de bedragen die Elia System Operator factureerde (berekend op basis van de 'infeed' aan de distributienetten) aan hun klanten (factuur op basis van de 'outfeed' van de distributienetten) te recupereren, corrigeerden de distributienetbeheerders de eenheidsbedragen van de toeslagen om rekening te houden met de energieverliezen eigen aan hun distributienetten.

²⁸ Besluit van de Vlaamse Regering van 23 november 2007 tot vrijstelling van de federale bijdrage ter compensatie van de inkomstenderving van de gemeenten ingevolge de liberalisering van de elektriciteitsmarkt (BS 27/12/2007).

62. WALLONIË. Het in juli 2003 vastgestelde verschil tussen de Vlaamse en Waalse DNB's komt hoofdzakelijk overeen met de toeslag voor bezetting van het openbaar domein, de zgn. "wegenisvergoeding" (ongeveer € 2,00€/MWh) en de aansluitingsvergoeding (€ 0,75€/MWh).

63. Vanaf 1 oktober 2008 is er de nieuwe toeslag groene stroomcertificaten voor alle regio's. Het betreft een toeslag voor de medefinanciering van de kosten voor de aankoop van groene stroomcertificaten aangeboden door de exploitanten van offshore windenergieparken. Deze toeslag wordt verrekend aan de eindgebruikers via de kosten voor gebruik van het transmissienet. Het Koninklijk Besluit van 31 oktober 2008 bepaalt dat de toeslag € 0,1272/MWh bedraagt. Maar bij de facturatie van de toeslag aan hun klanten, houden de distributienetbeheerders rekening met het netverliespercentage in de distributienetten.

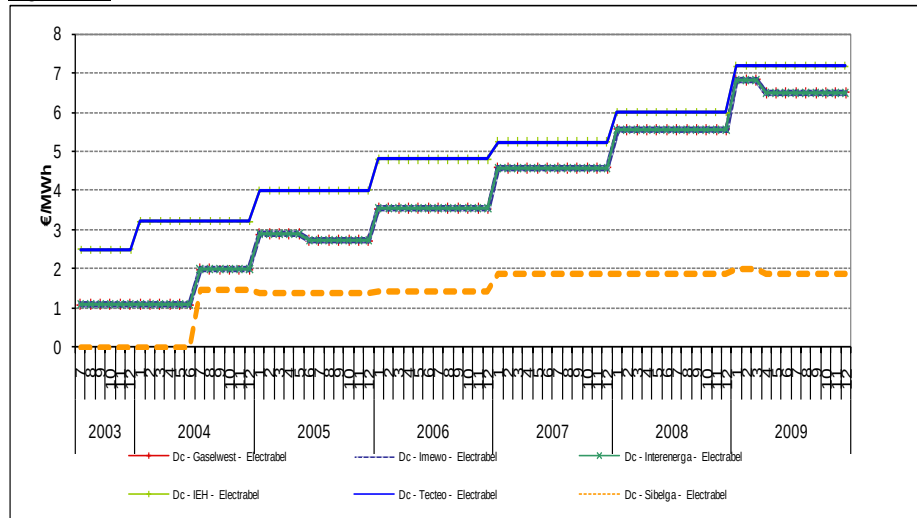
II. 7. Bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling

64. De bijdrage hernieuwbare energie is een bijdrage om het broeikaseffect en de uitstoot van CO₂ te beperken. Elke leverancier levert een jaarlijks vastgestelde bijdrage tot de ontwikkeling van de productie uit hernieuwbare energie via het systeem van de groene stroomcertificaten. De warmtekrachtkoppeling certificaten hebben ook tot doel het broeikaseffect en de uitstoot van CO₂ te verminderen via de promotie van de elektriciteitsproductie op basis van warmtekrachtkoppeling.

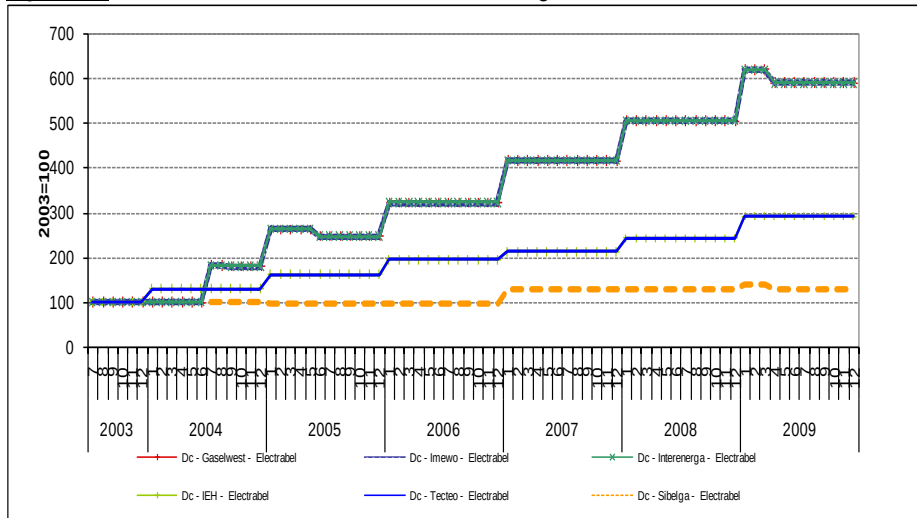
65. Figuren 9.1. tot 9.4. geven de evolutie van de bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling weer in absolute waarde (figuren links) en in basisindex 2003=100 (figuren rechts) voor Electrabel en Luminus. De bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling worden uitgedrukt in €/MWh en zijn bijgevolg identiek voor de verschillende typeklanten. Hun evolutie wordt weergegeven voor Dc.

Figuur 9 – Overzicht van de evolutie van de component bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling – €/MWh en 07/2003=100

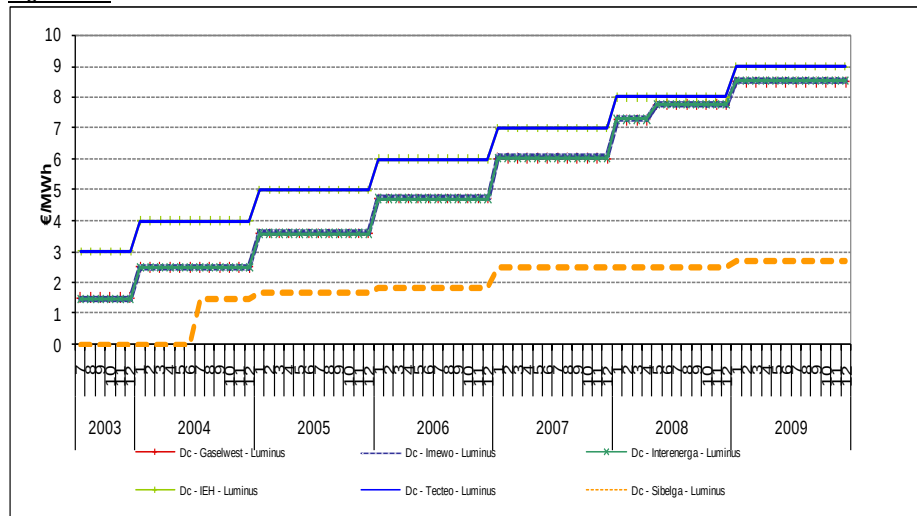
Figuur 9.1. – Electrabel – Dc – €/MWh



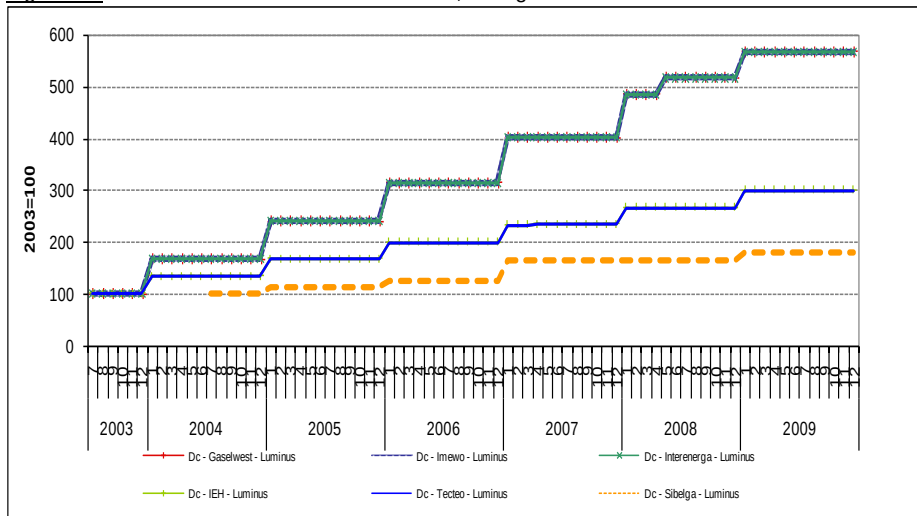
Figuur 9.2. – Electrabel – Dc – 07/2003=100 ; Sibelga 07/2004=100



Figuur 9.3. – Luminus – Dc – €/MWh



Figuur 9.4. – Luminus – Dc – 07/2003=100 ; Sibelga 07/2004=100



66. De bedragen van de bijdragen hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling worden uitgesplitst tussen de gewesten en de leveranciers. Hun evolutie verschilt van jaar tot jaar, hoofdzakelijk naargelang de quota certificaten over te maken aan de gewestoverheid en het bedrag van de administratieve boeten.

Bij Luminus is het niveau van de bijdragen afhankelijk van de administratieve boete bepaald door de gewestelijke overheid en de quota uit te reiken certificaten. Electrabel rekent minder hoge bijdragen aan dan Luminus en lijkt dus meer rekening te houden met de valorisatie van de certificaten op de markt (figuur 9.3. vergeleken met figuur 9.1.).

II.8. Energiebelasting en BTW (voor de residentiële afnemers)

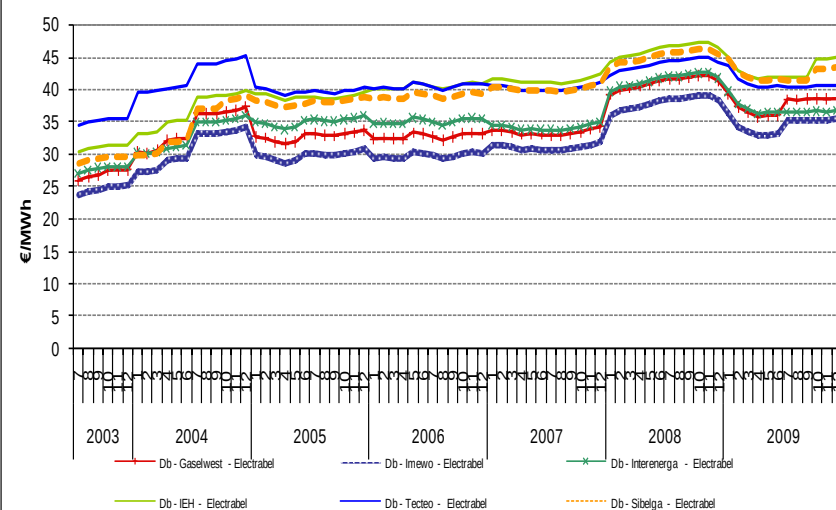
67. Figuren 10.1. tot 10.12. geven de evolutie weer van de energiebelasting en de BTW voor de residentiële afnemers die bevoorraad worden door Electrabel en Luminus, in absolute waarde (figuren links) en bij index 2003=100 (figuren rechts). De grafieken voor de professionele afnemers werden niet opgenomen omdat geen rekening werd gehouden met de aftrekbare BTW bij de berekening van de prijs aan de eindverbruiker. Voor typeklanten Ib en Ic, aangesloten in LS, zouden de grafieken dus enkel de energiebelasting van c€ 0,19088/kWh (sinds augustus 2003, c€ 0,1634/kWh in juli 2003) tot uiting gebracht hebben, terwijl typeklant Ic1 in MS geen van deze beide belastingen verschuldigd is.

68. In zoverre de BTW wordt toegepast op alle componenten²⁹, is de evolutie ervan vergelijkbaar met die van de prijs aan de eindverbruiker. Vanaf augustus 2003 is de energiebelasting onveranderd gebleven (c€ 0,19088/kWh). Daarentegen bedroeg ze c€ 0,1634/kWh in juli 2003. Op de energiebelasting is BTW verschuldigd.

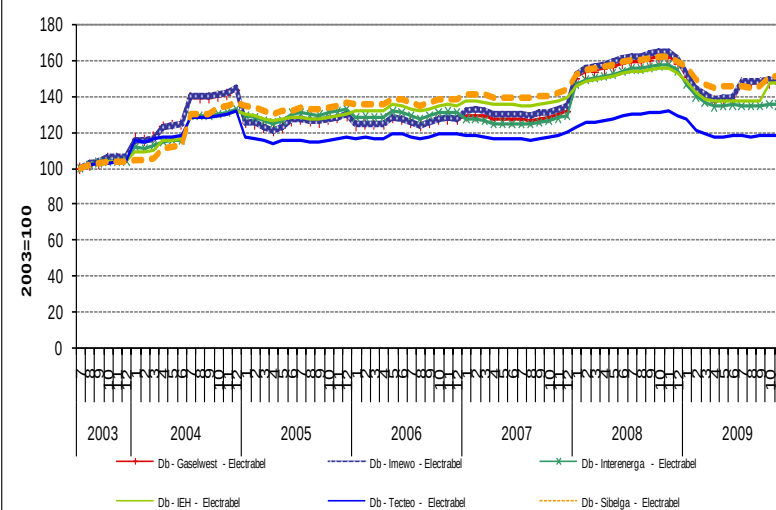
²⁹ Behalve op de aansluitingsvergoeding in het Waals Gewest, waarvan de bedragen niet aan BTW onderworpen zijn en op de federale bijdrage voor de periode juli 2003-april 2004, tijdens dewelke de leveranciers geen BTW toepasten.

Figuur 10 – Overzicht van de evolutie van BTW en energielasting – €/MWh en 07/2003=100

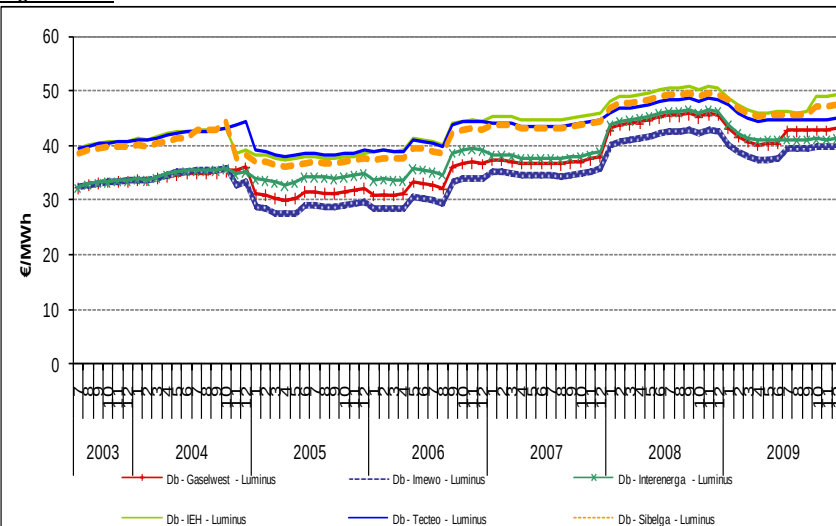
Figuur 10.1. – Db – Electrabel – €/MWh



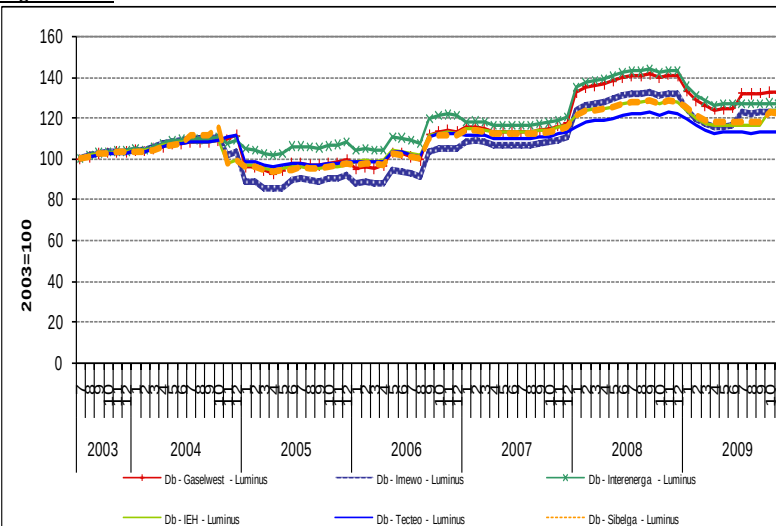
Figuur 10.2. – Db – Electrabel – 07/2003=100



Figuur 10.3. – Db – Luminus – €/MWh

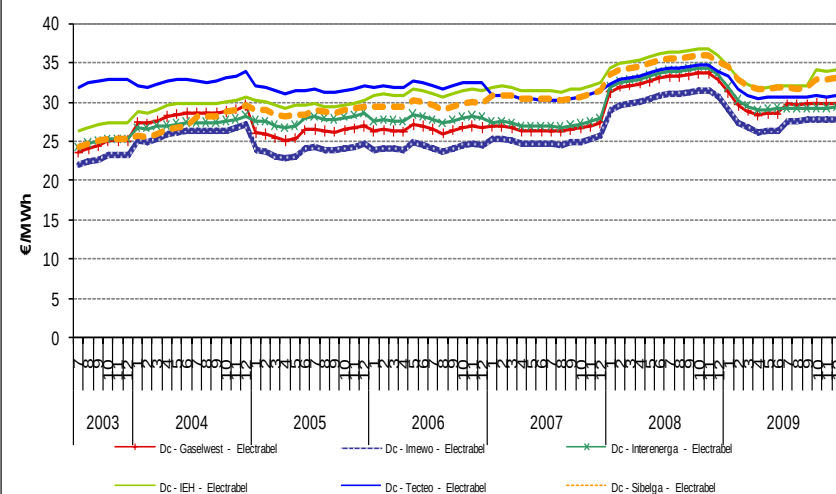


Figuur 10.4. – Db – Luminus – 07/2003=100

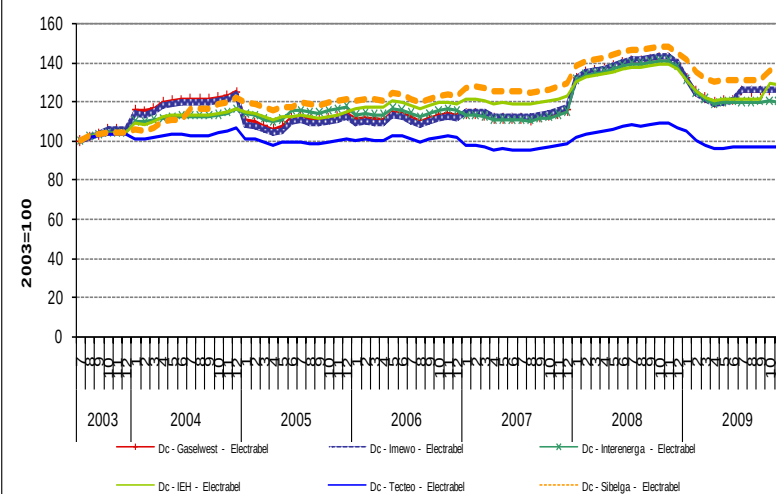


Figuur 10 – Overzicht van de evolutie van BTW en energielasting – €/MWh en 07/2003=100

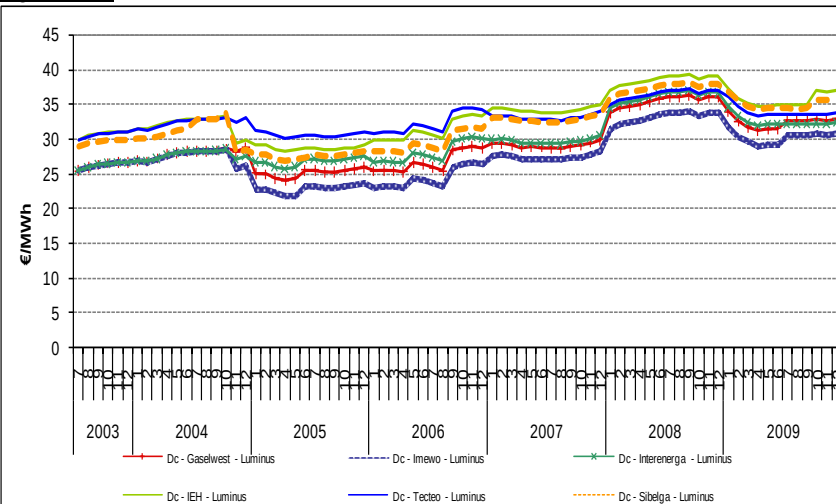
Figuur 10.5. – Dc – Electrabel – €/MWh



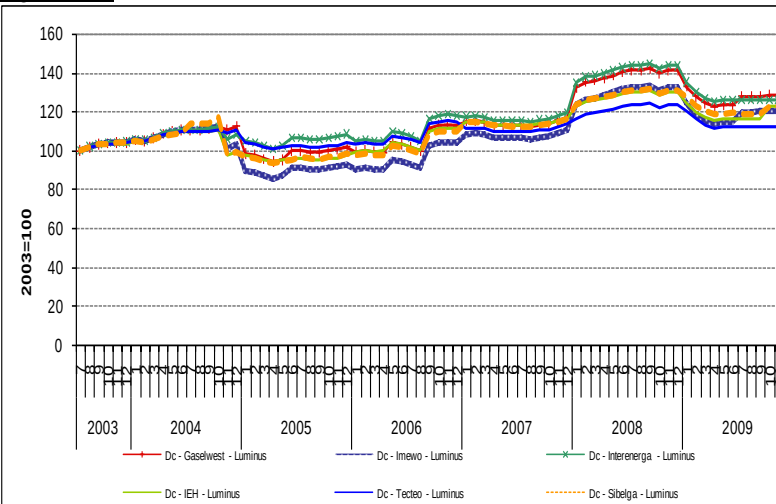
Figuur 10.6. – Dc – Electrabel – 07/2003=100



Figuur 10.7. – Dc – Luminus – €/MWh

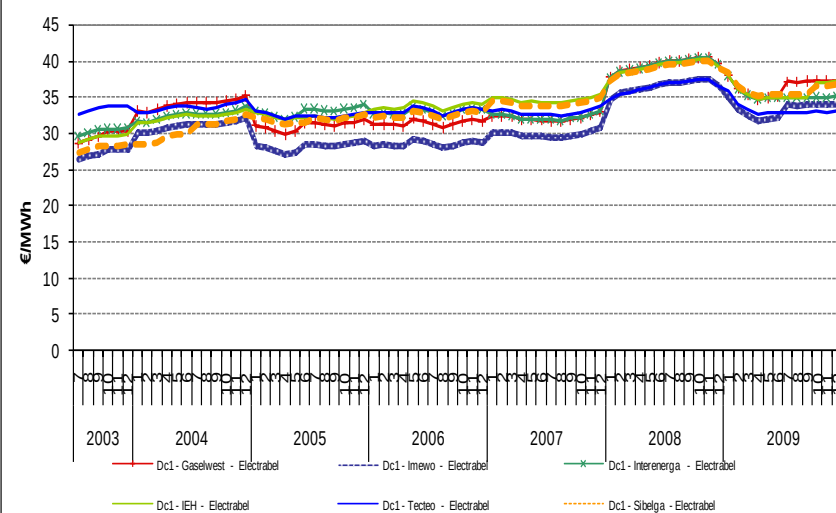


Figuur 10.8. – Dc – Luminus – 07/2003=100

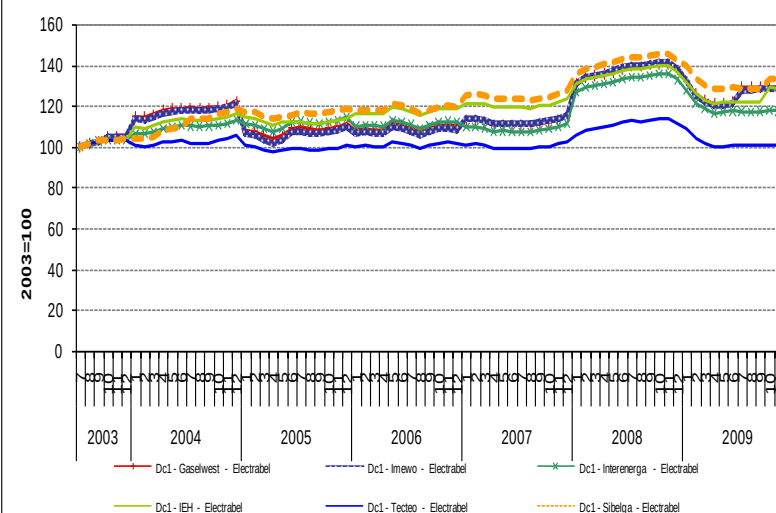


Figuur 10 – Overzicht van de evolutie van BTW en energielasting – €/MWh en 07/2003=100

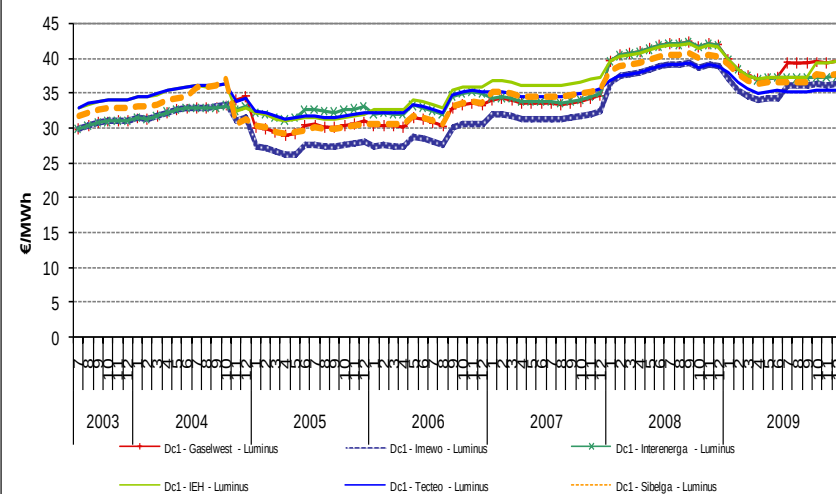
Figuur 10.9. – Dc1 – Electrabel – €/MWh



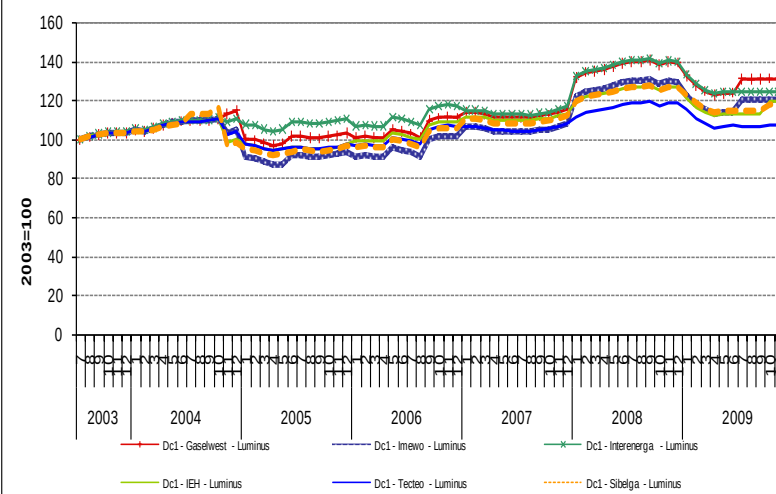
Figuur 10.10. – Dc1 – Electrabel – 07/2003=100



Figuur 10.11. – Dc1 – Luminus – €/MWh



Figuur 10.12. – Dc1 – Luminus – 07/2003=100



III. BEREKENINGEN TYPEKLANTEN AARDGAS

III.1. Prijs aan de eindverbruiker, inclusief belastingen

62. In de grafieken op de volgende bladzijde geven de figuren links de resultaten in absolute waarden weer, terwijl de figuren rechts de indexcijfers weergeven (gemiddelde 2004=100). De figuren bovenaan geven de resultaten voor Electrabel weer, deze onderaan die van Luminus.

63. In november 2008 is de prijs aan de eindverbruiker op zijn hoogste peil en dit zowel voor de residentiële afnemers (T1-T2) als voor de professionele afnemers (T3-T4).

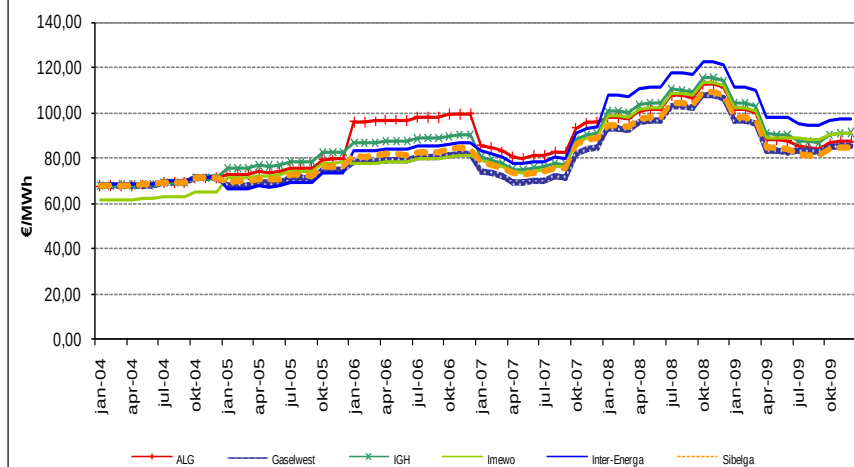
64. Tussen januari 2004 en december 2009 stelt men de volgende evolutie van de prijs aan de eindverbruiker inclusief belastingen vast :

- Typeklant T1 ondergaat een stijging van de uiteindelijke prijs die over het algemeen ongeveer 34% bedraagt van de factuur van januari 2004 bij Electrabel. Deze stijging bedraagt echter ongeveer 48% in de duurste zone (Imewo). Bij Luminus bedraagt de stijging gemiddeld ook 34% .
- Typeklant T2 ondergaat een stijging van de uiteindelijke prijs die over het algemeen ongeveer 35% bedraagt van de factuur van januari 2004 bij Electrabel. Deze stijging bedraagt echter ongeveer 40% in de duurste zones (Inter-Energa en IGH). Bij Luminus bedraagt de stijging gemiddeld 34% ;
- Typeklant T3 ondergaat een stijging van de uiteindelijke prijs die over het algemeen ongeveer 41% bedraagt van de factuur van januari 2004 bij Electrabel. Bij Luminus bedraagt de stijging om en bij de 42%.
- Typeklant T4 ondergaat een stijging van de uiteindelijke prijs die over het algemeen ongeveer 47% bedraagt van de factuur van januari 2004 bij Electrabel. Bij Luminus bedraagt de stijging³⁰ om en bij de 46 %.

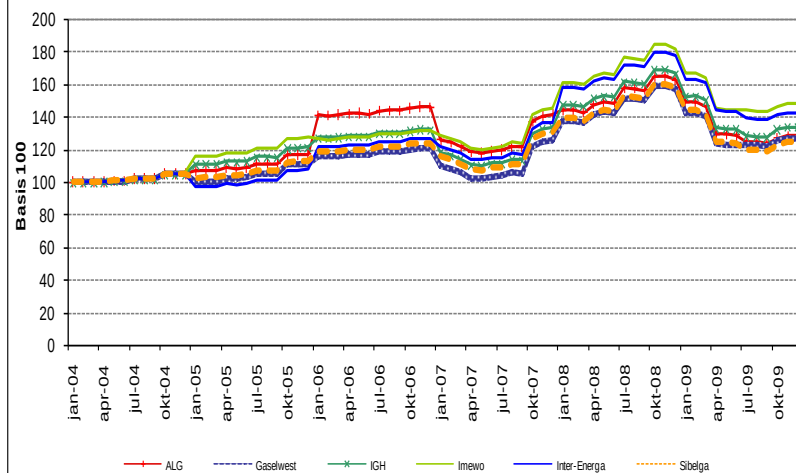
³⁰ Bij gebrek aan het meedelen door SPE van de tariefformules met betrekking tot de industriële afnemers aan de CREG, is tarief T4 van december 2009 bij Luminus gebaseerd op dezelfde formule als die welke gebruikt werd voor typeklanten T3.

Figuur 11 – Overzicht van de evolutie van de prijs aan de eindgebruiker – €/MWh en 01/2004=100

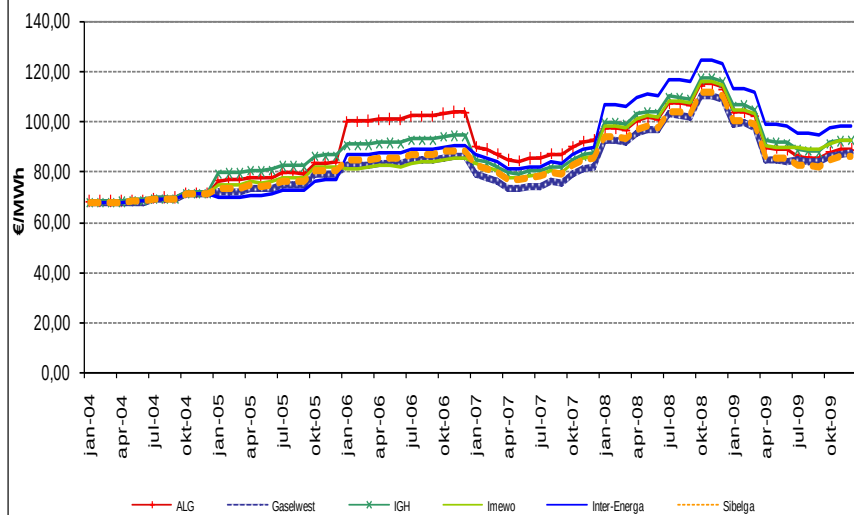
Figuur 11.1. – T1 – Electrabel - €/MWh



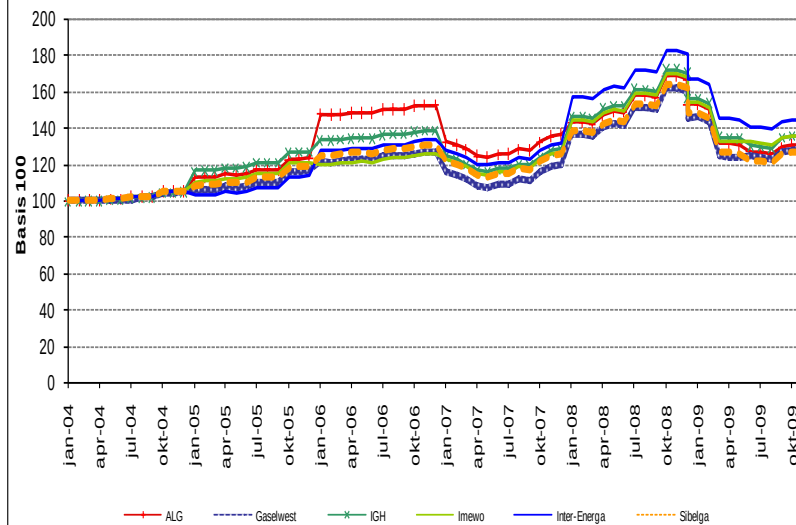
Figuur 11.2. – T1 – Electrabel – 2004=100



Figuur 11.3. – T1 – Luminus - €/MWh

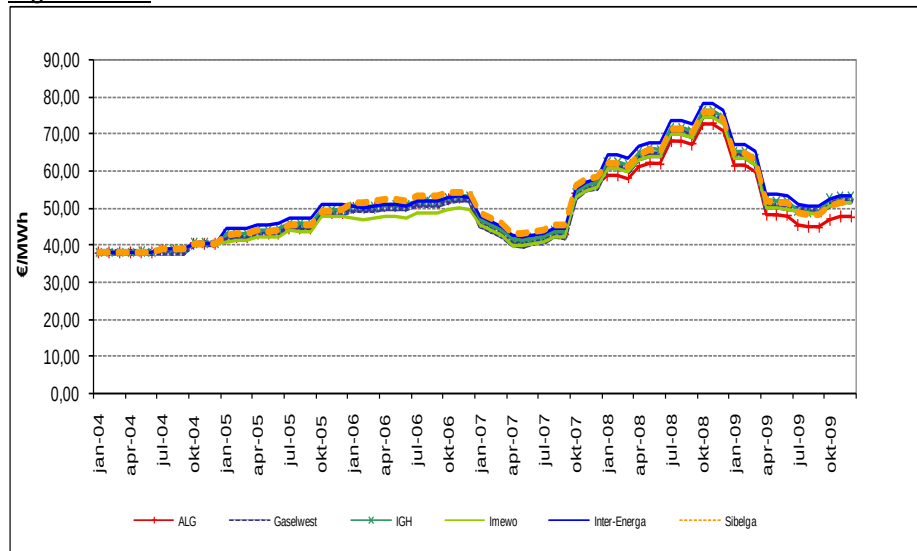


Figuur 11.4. – T1 – Luminus – 2004=100

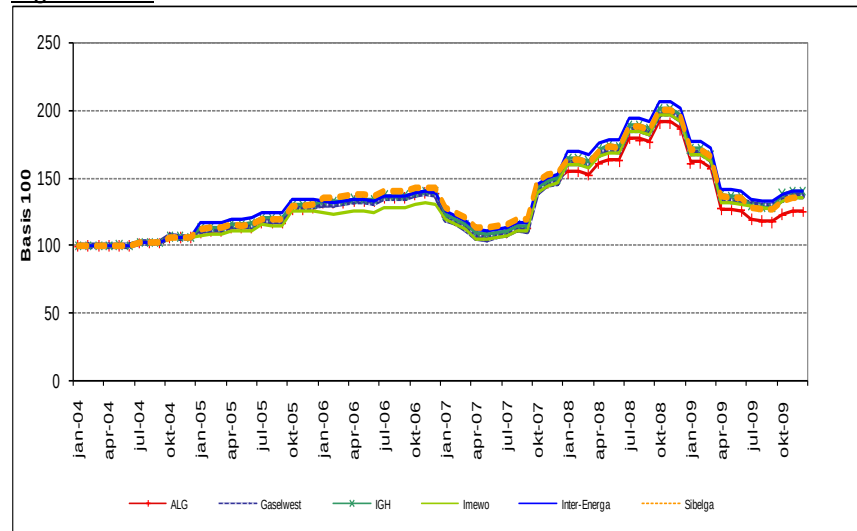


Figuur 11 – Overzicht van de evolutie van de prijs aan de eindgebruiker – €/MWh en 01/2004=100

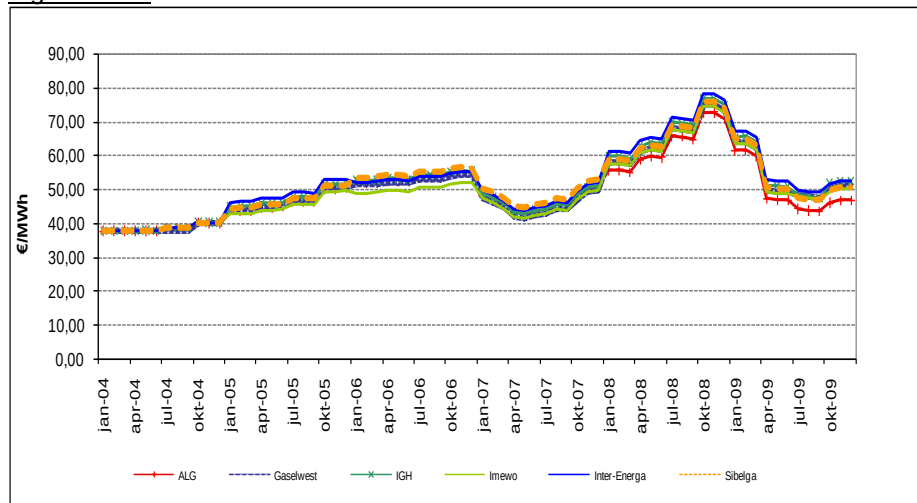
Figuur 11.5. – T2 – Electrabel - €/MWh



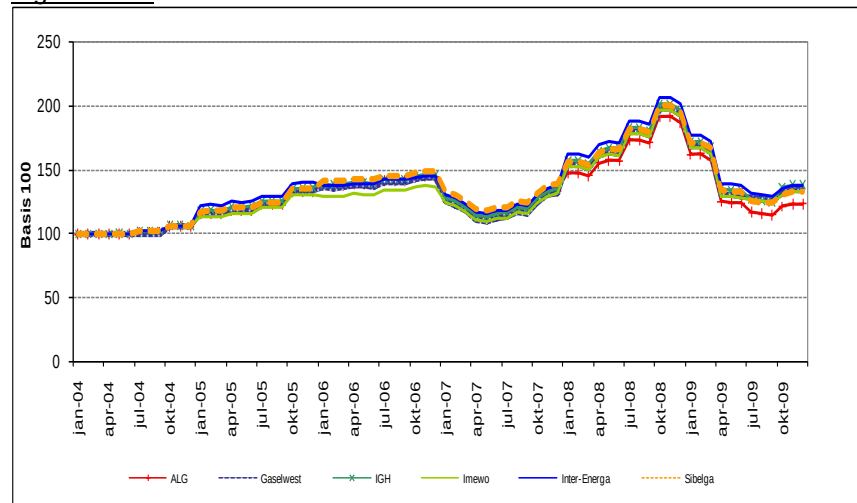
Figuur 11.6. – T2 – Electrabel – 2004=100



Figuur 11.7. – T2 – Luminus - €/MWh

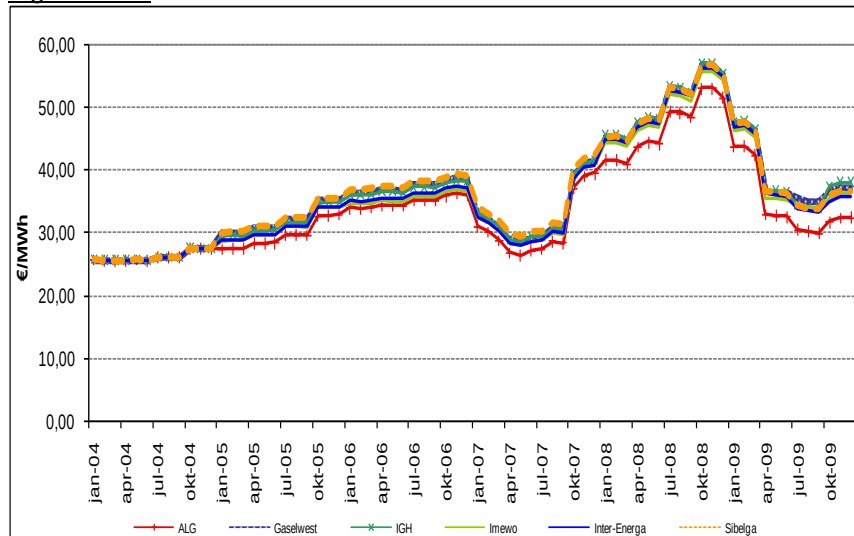


Figuur 11.8. – T2 – Luminus – 2004=100

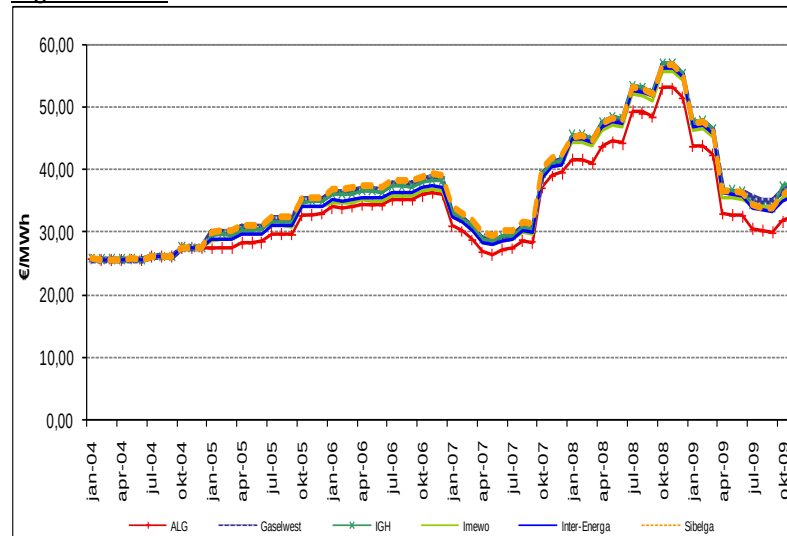


Figuur 11 – Overzicht van de evolutie van de prijs aan de eindgebruiker – €/MWh en 01/2004=100

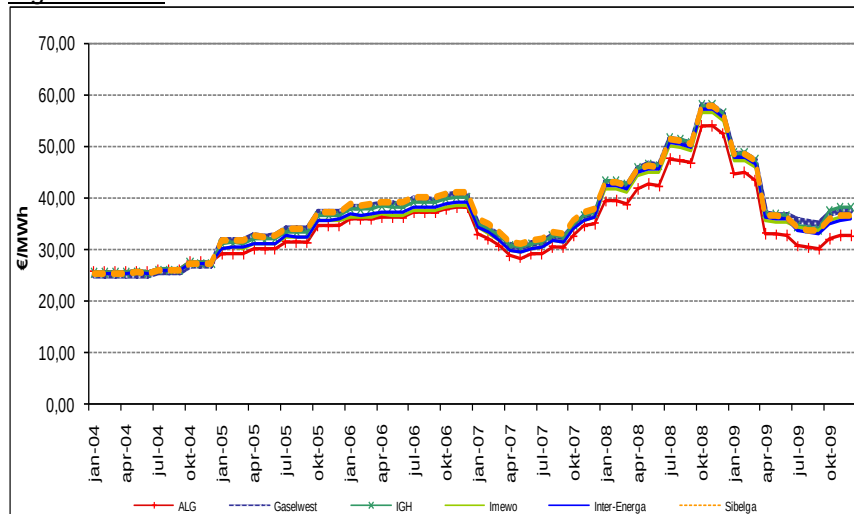
Figuur 11.9. – T3 – Electrabel - €/MWh



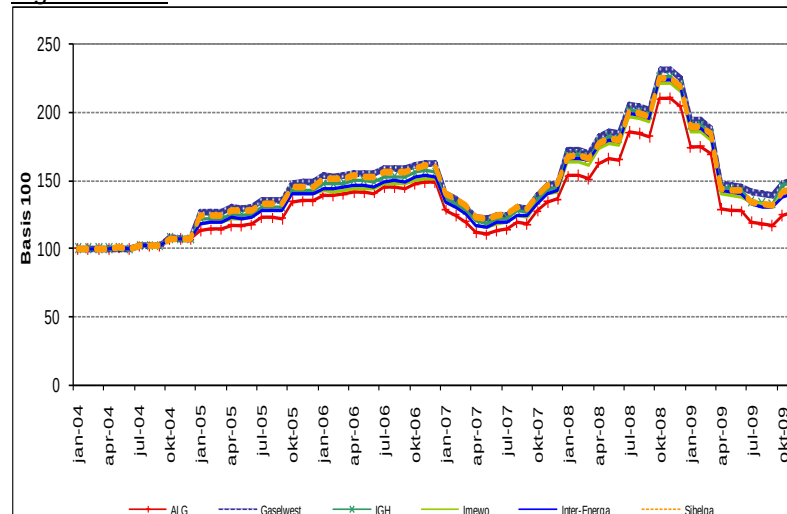
Figuur 11.10. – T3 – Electrabel – 2004=100



Figuur 11.11. – T3 – Luminus - €/MWh

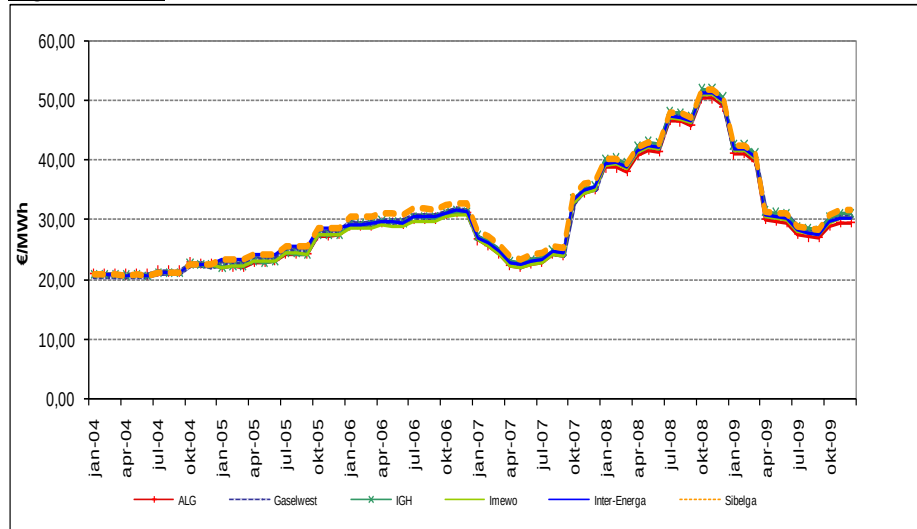


Figuur 11.12. – T3 – Luminus – 2004=100

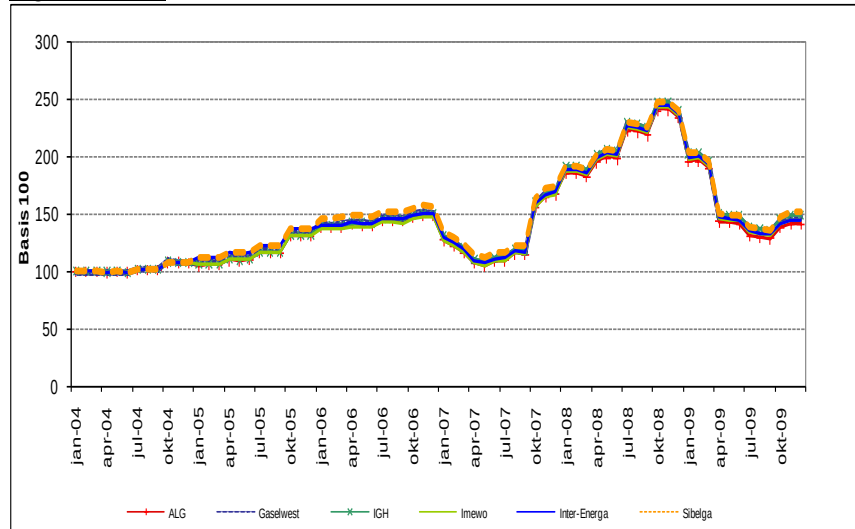


Figuur 11 – Overzicht van de evolutie van de prijs aan de eindgebruiker – €/MWh en 01/2004=100

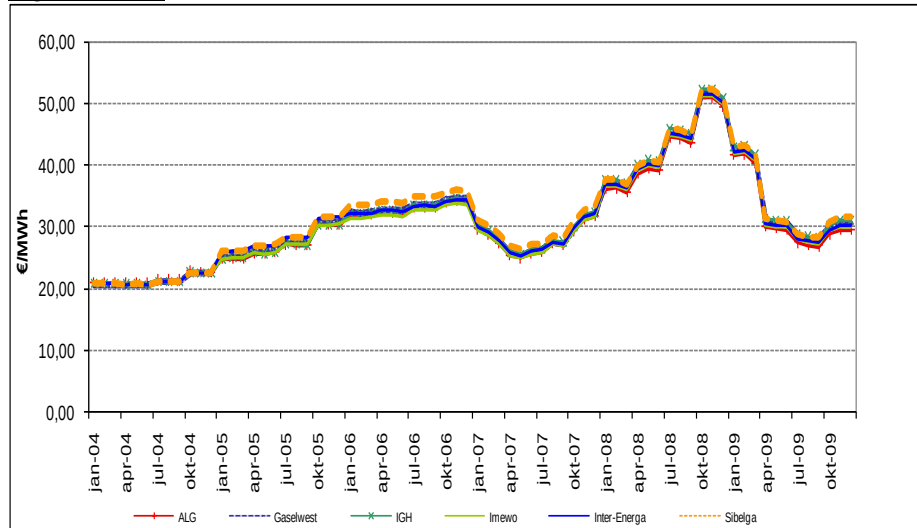
Figuur 11.13. – T4 – Electrabel - €/MWh



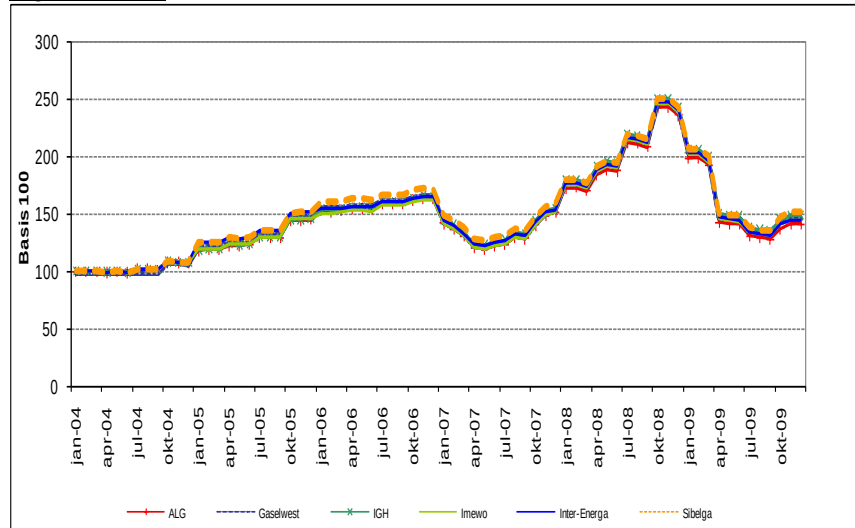
Figuur 11.14. – T4 – Electrabel – 2004=100



Figuur 11.15. – T4 – Luminus - €/MWh



Figuur 11.16. – T4 – Luminus – 2004=100



III.2. Overzicht van de belangrijkste componenten

65. De hiernavolgende grafieken geven de evolutie weer van de prijs (2004-2009) aan de eindverbruiker (in €/MWh) voor twee typeklanten (T2 en T4), waarbij men de vijf belangrijkste componenten onderscheidt die verder in deze studie uitvoerig ontleed worden:

- Leveranciersprijs (energieprijs)
- Transport (exclusief openbare heffingen)
- Distributie (exclusief openbare heffingen)
- Openbare heffingen
- Energiebelasting en BTW

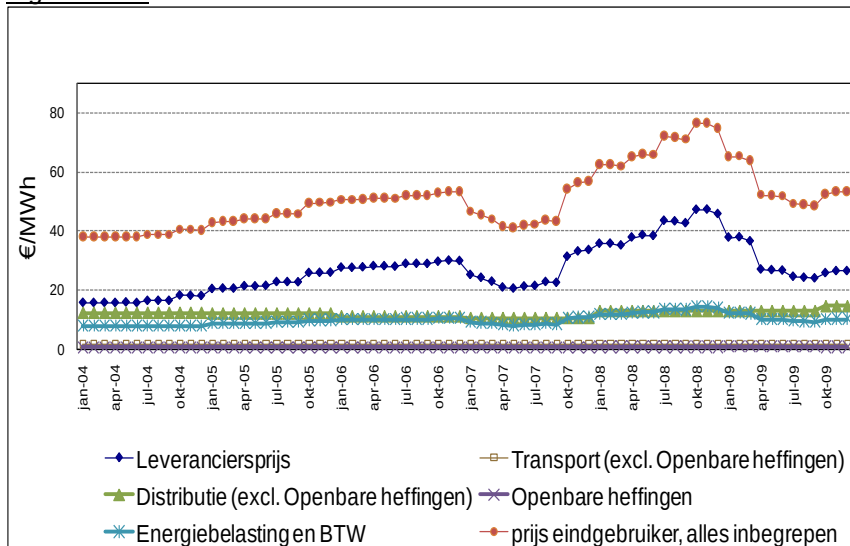
De grafieken m.b.t. de residentiële tarieven (T1 en T2) omvatten de BTW, in tegenstelling tot de grafieken m.b.t. het tertiaire en het industriële tarief (T3 en T4). Gezien het zeer grote aantal grafieken werden hierbij enkel de bedragen in absolute waarde opgenomen.

66. De hierna weergegeven evoluties zijn hoofdzakelijk het gevolg van de evolutie van de component energie en, in mindere mate, van de invoering van een nieuwe tariefstructuur voor de distributie in 2006 (vaste vergoeding en proportionele term, in plaats van degressieve proportionele termen). De prijs aan de eindverbruiker is daardoor wezenlijk omhooggeschoten sinds 2004 voor de verschillende typeklanten. Hoe groter de energiecomponent (zie taartgrafieken uitsplitsing aardgasprijs op blz. 86), hoe sterker de stijging van de prijs aan de eindverbruiker.

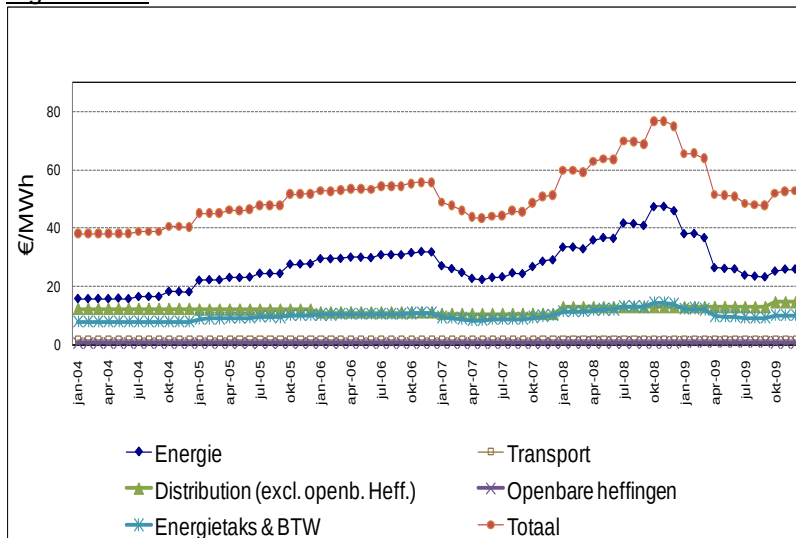
Men stelt een voortdurende verhoging van de prijs aan de eindverbruiker vast, behalve op het ogenblik van de vrijmaking van de markt in Wallonië en Brussel (januari 2007). De op dat ogenblik opgetreden daling, als gevolg van een formulewijziging van de component “leveranciersprijs” (energie), wordt echter meer dan gecompenseerd door een nieuwe formulewijziging in oktober 2007 voor Electrabel (+ 30%) en in januari 2008 en oktober 2008 voor Luminus (+ 9%). Deze evolutie wordt in 2008 nog versterkt in Vlaanderen (alle DNB's) en in Wallonië (gemengde DNB's) door een stijging van de distributienettarieven. In november 2008 is de prijs aan de eindverbruiker op zijn hoogst. De sterke evolutie in de maanden januari-november 2008 wordt veroorzaakt door de sterke stijging van de leveranciersprijs. Deze is afhankelijk van indexen. 2008 was een zeer volatiel jaar voor alle energieprijzen (gas, aardolie en elektriciteit) en de bijhorende indexen. Sinds het najaar van 2008 veroorzaakt de economische crisis lagere olie- en gasprijzen. Hierdoor is de prijs aan de eindgebruiker in dalende lijn tot juni 2009. Daarna stijgt deze matig door de evolutie van de indexen (leveranciersprijs) en de nieuwe goedgekeurde distributienettarieven.

Figuur 12 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindgebruiker – €/MWh

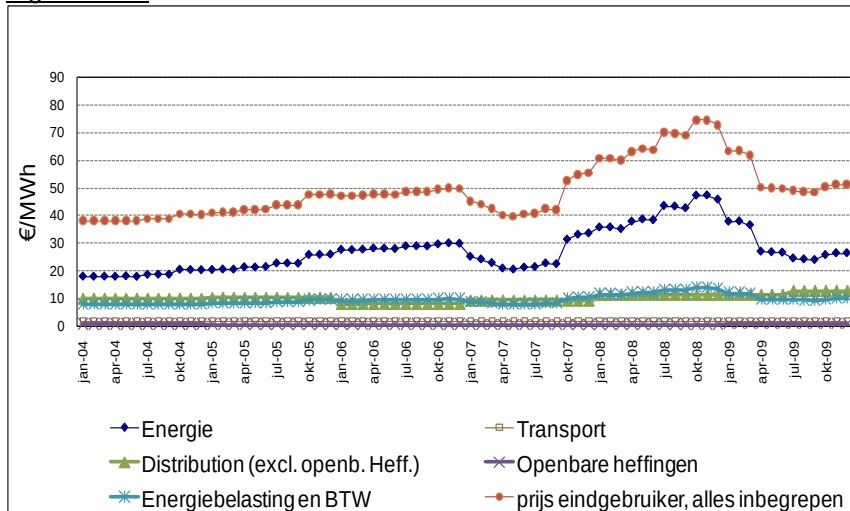
Figuur 12.1. – T2 – IGH – Electrabel



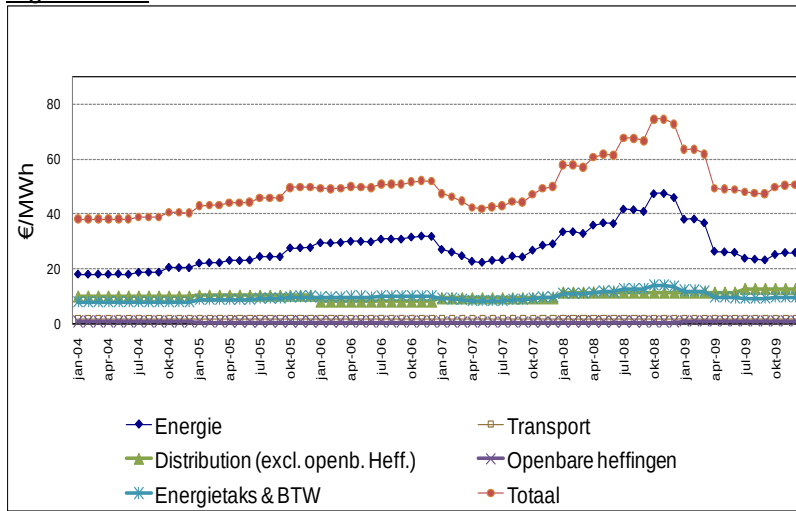
Figuur 12.2. – T2 – IGH – Luminus



Figuur 12.3. – T2 – Imewo – Electrabel

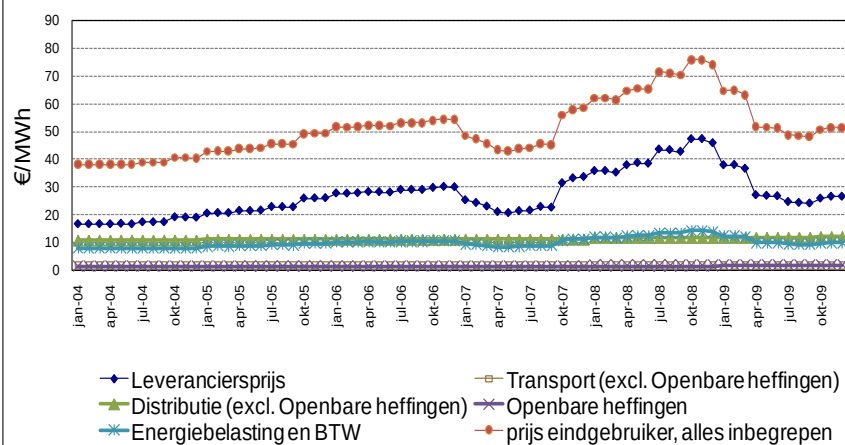


Figuur 12.4. – T2 – Imewo – Luminus

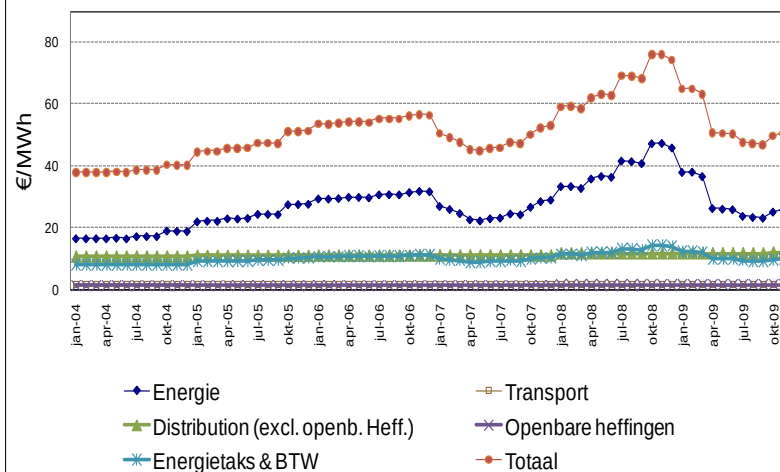


Figuur 12 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindgebruiker – €/MWh

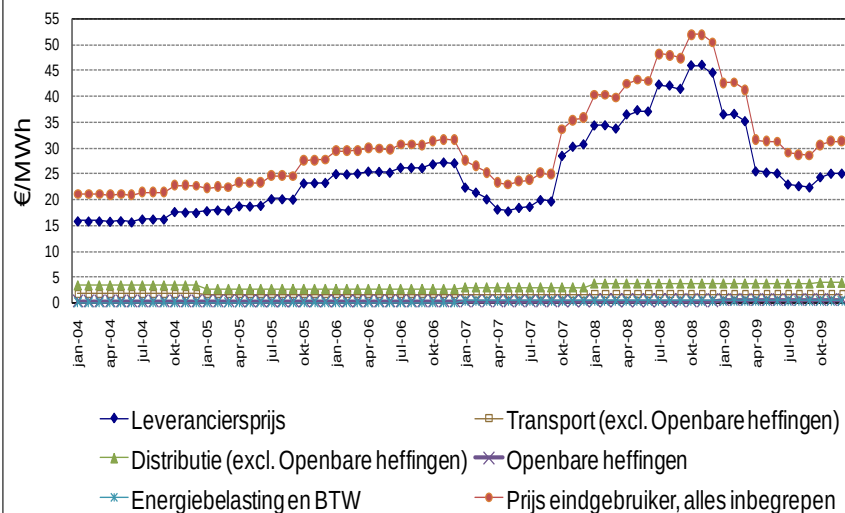
Figuur 12.5. – T2 – Sibelga – Electrabel



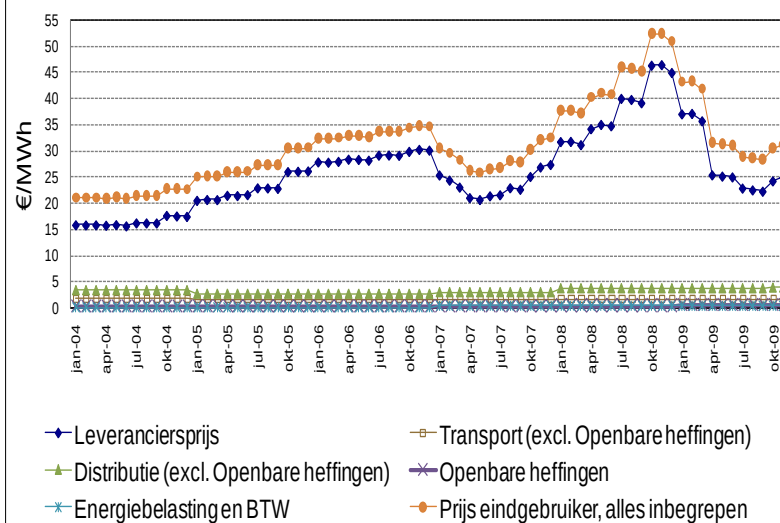
Figuur 12.6. – T2 – Sibelga – Luminus



Figuur 12.7. – T4 – IGH – Electrabel

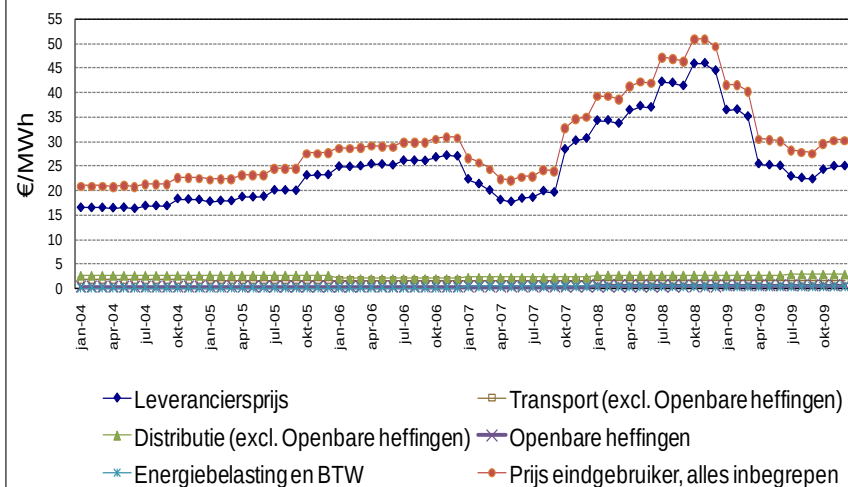


Figuur 12.8. – T4 – IGH – Luminus

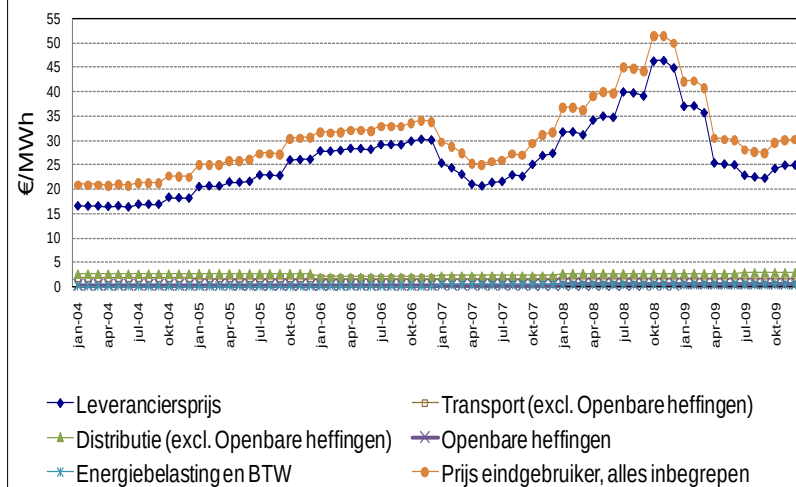


Figuur 12 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindgebruiker – €/MWh

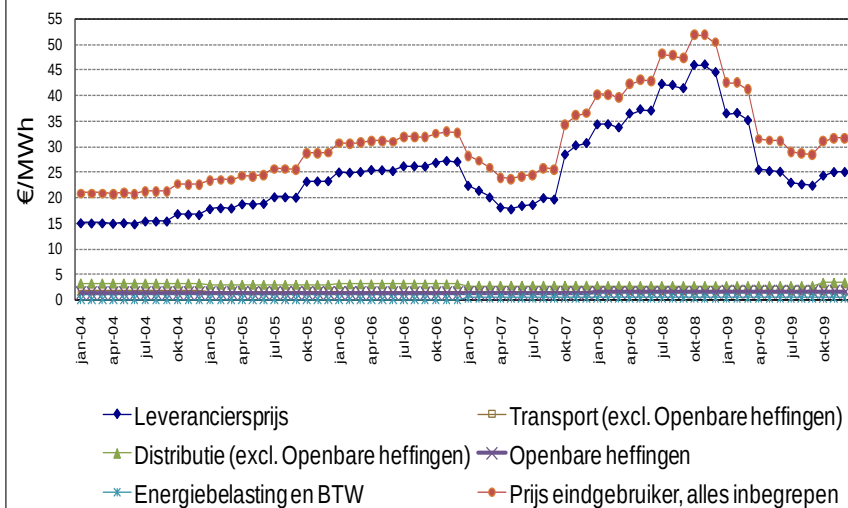
Figuur 12.9. – T4 – Imewo – Electrabel



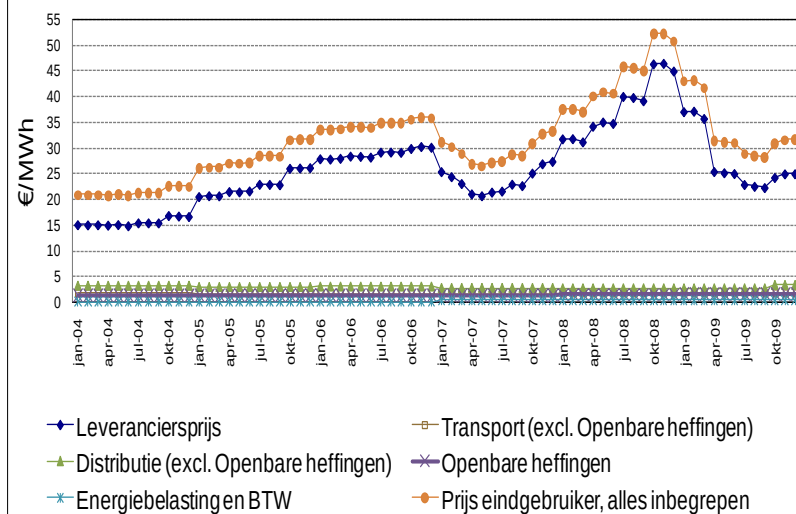
Figuur 12.10. – T4 – Imewo – Luminus



Figuur 12.11. – T4 – Sibelga – Electrabel



Figuur 12.12. – T4 – Sibelga – Luminus

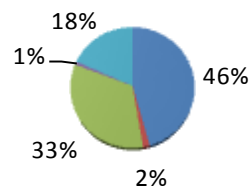


Figuur 12 – Overzicht van de belangrijkste componenten van de prijs aan de eindgebruiker – €/MWh

Figuur 12.13. – T1 – IGH – Electrabel

Uitsplitsing gasprijs - klant T1 (2.326 kWh/jaar) Electrabel in zone IGH - 2009

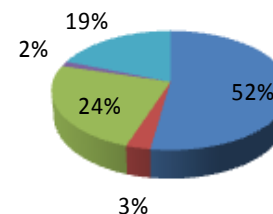
- Energie
- Transport
- Distributie (excl. openb. Heff.)
- Openbare heffingen
- Energietaks & BTW



Figuur 12.14. – T2 – IGH – Electrabel

Uitsplitsing gasprijs - klant T2 (23.260 kWh/jaar) Electrabel zone IGH - 2009

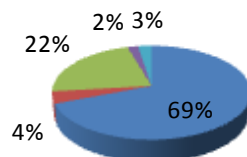
- Energie
- Transport
- Distribution (excl. openb. Heff.)
- Openbare heffingen
- Energietaks & BTW



Figuur 12.15. – T3 – IGH – Electrabel (excl. BTW)

Uitsplitsing gasprijs - klant T3 (330.000 kWh/jaar) Electrabel in zone IGH - 2009

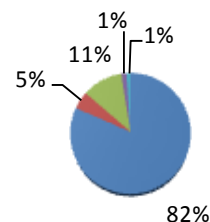
- Energie
- Transport
- Distributie (excl. openb. Heff.)
- Openbare heffingen
- Energietaks & BTW



Figuur 12.16. – T4 – IGH – Electrabel (excl. BTW)

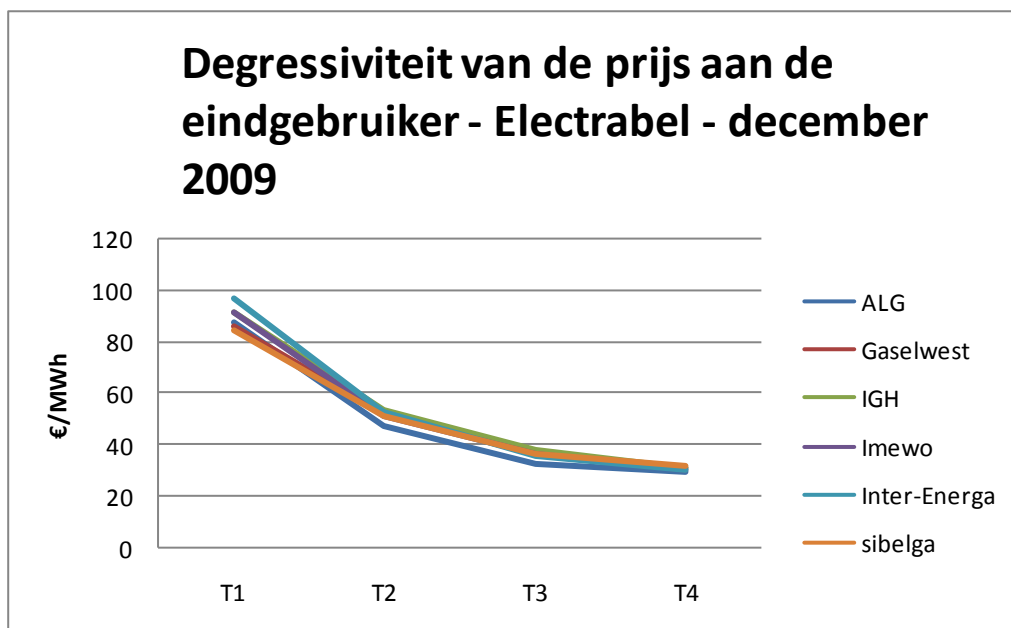
Uitsplitsing gasprijs - klant T4 (2.300.000 kWh/jaar) Electrabel in zone IGH - 2009

- Energie
- Transport
- Distribution (excl. openb. Heff.)
- Openbare heffingen
- Energietaks & BTW



69. De vier taartgrafieken hierboven tonen de relatieve grootte van elke component in 2009 in een gemiddelde DNB-zone (IGH) met als leverancier Electrabel. Het aandeel van de nettarieven (TNB en DNB) neemt geleidelijk af naarmate het volume toeneemt.

70. De volgende grafiek geeft de degressiviteit weer van de prijs aan de eindverbruiker in december 2009 in de verschillende distributiezones met leverancier Electrabel (de bekomen gegevens voor Luminus duiden dezelfde tendens aan). Daaruit blijkt dat het tarief voor typeklant T4 in de meeste gevallen slechts veertig percent van het tarief typeklant T1 bedraagt.



De degressiviteit van de tarieven is gedeeltelijk verbonden aan:

- de tariefstructuur van de leveranciers en de DNB's, samengesteld uit een vaste vergoeding en een proportionele term;
- de aftrekbare BTW bij de professionele klanten (T3 en T4) en de lagere energiebelasting voor de klanten T4 (>1 GWh/jaar).

Uit de vergelijking van klant T1 met klant T4 blijkt duidelijk een convergentie van de prijs aan de eindverbruiker tussen de verschillende distributiezones. Deze convergentie weerspiegelt het kleinere aandeel van de distributienettarieven in de prijs aan de eindverbruiker naarmate het volume toeneemt.

III.3. Leveranciersprijs (energieprijs)

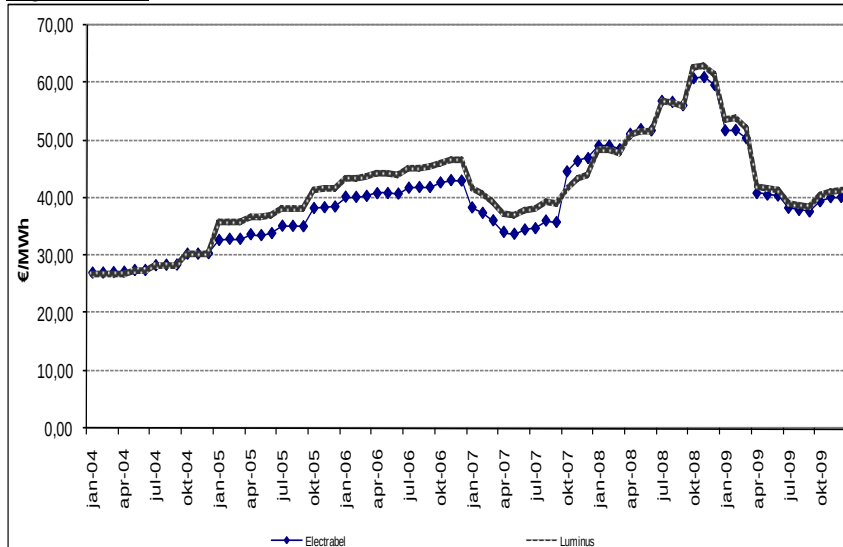
67. De evolutie van de componenten toont aan dat de leveranciersprijs (energieprijs) de *driver* van de prijsevolutie aan de eindverbruiker is.

68. De hierna weergegeven resultaten komen overeen met de energieprijs, die per leverancier overal in België dezelfde is. De figuren links geven de resultaten in absolute waarde weer, terwijl de figuren rechts de indexcijfers weergeven (2004=100).

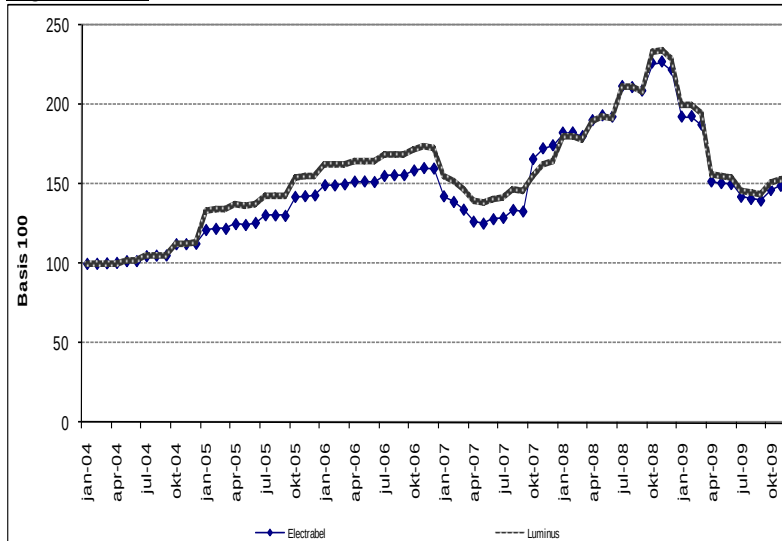
69. De tarieffiches van de leveranciers geven een energieprijs inclusief transport weer. Het transporttarief wordt echter uitgedrukt in een capaciteitsterm. Alvorens deze transportcomponent te neutraliseren in de energieprijs, diende eerst dit tarief in €/MWh omgezet te worden. Hierbij werden hypothesen vooropgesteld inzake het omzettingspercentage kWh/m³ (zie randnummer 76) en inzake de capaciteit van de typeklanten. De bekomen resultaten voor het zuivere gedeelte energie moeten dus met de nodige voorzichtigheid beoordeeld worden.

Figuur 13 – Overzicht van de evolutie van de leveranciersprijs (energieprijis) – €/MWh en 01/2004=100

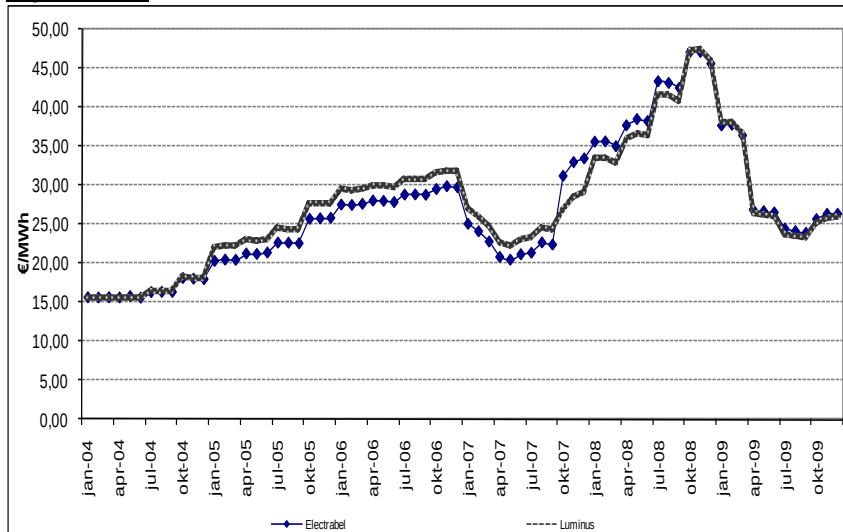
Figuur 13.1. – T1 – €/MWh



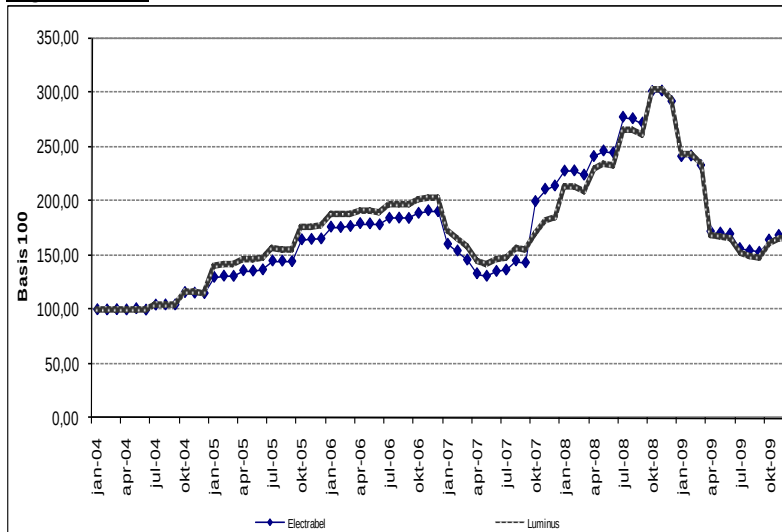
Figuur 13.2. – T1 – 2004=100



Figuur 13.3. – T2 – €/MWh

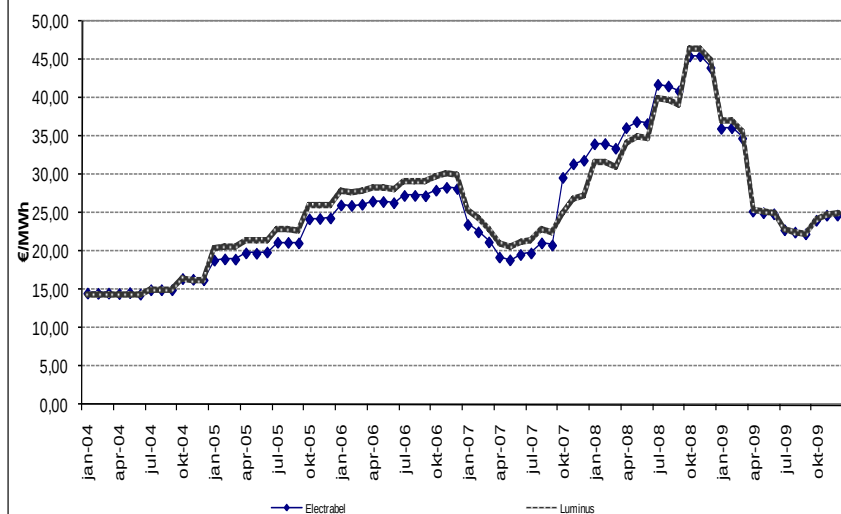


Figuur 13.4. – T2 – 2004=100

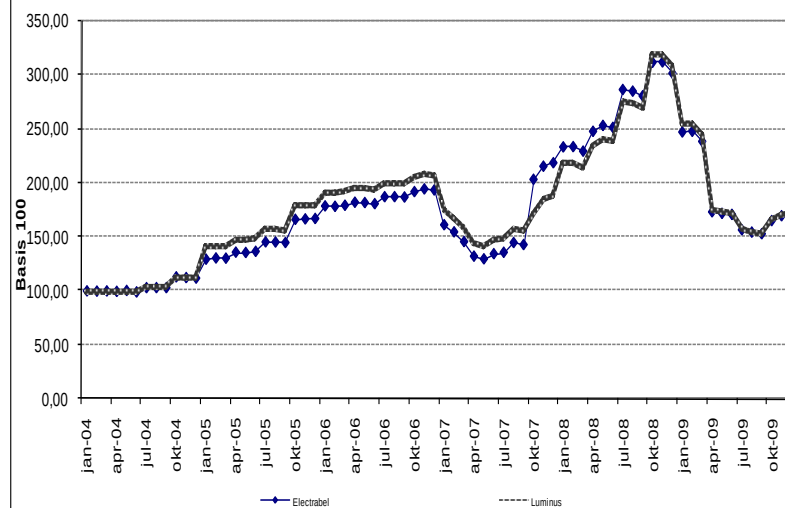


Figuur 13 – Overzicht van de evolutie van de leveranciersprijs (energieprijs) – €/MWh en 01/2004=100

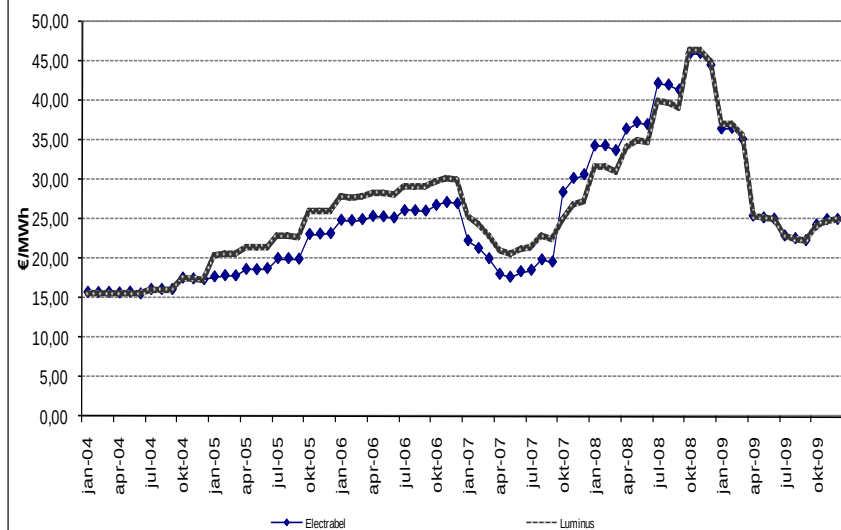
Figuur 13.5. – T3 – €/MWh



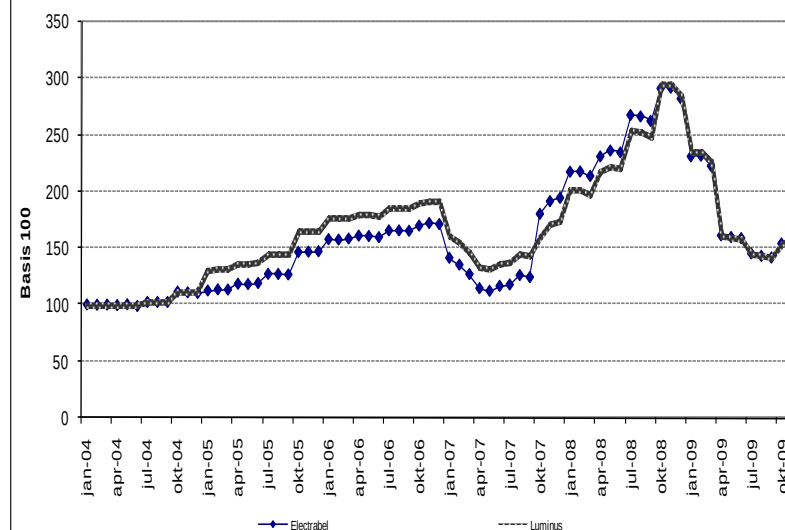
Figuur 13.6. – T3 – 2004=100



Figuur 13.7. – T4 – €/MWh



Figuur 13.8. – T4 – 2004=100



70. De sterke daling vastgesteld in 2007³¹ vormt een illustratie van de tariefverandering die de overgang aanduidt van een uniforme *commodity* formule op basis van uitsluitend aardoliegegevens (GOL, Brent, HFO) naar een formule eigen aan elke leverancier, op basis van een aardoliecomponent (GOL) en een gascomponent (HUB) die merkelijk vluchtiger is. De stijgingen opgetekend in het najaar van 2007 (Electrabel, + 30%), in januari 2008 ((Luminus, + 9%) en in oktober 2008 (Luminus, + 10%) zijn toe te schrijven aan een verandering³² van respectievelijk parameter en formule.

71. 2008 is een volatiel jaar geweest voor alle energieprijzen (gas, aardolie en elektriciteit). Hierbij werden de hoogste prijzen ooit behaald. In november 2008 is de leveranciersprijs op zijn hoogste punt tengevolge van de gebruikte indexen. Sinds het najaar van 2008 zijn de indexen Igm, Igd, Grp³³ en Gpi³⁴ in dalende lijn door de economische crisis en de daarmee gepaard gaande lagere noteringen van de aardgas- en olieprijsen. De sterke daling in 2009 is het gevolg van de verdere daling van indexen. Meer informatie over de evolutie 2008-2009 kan men terugvinden in hoofdstuk IV.

72. T3 en T4 werden voor Luminus afgerekend aan het tarief "Optimum Pro". Dit in tegenstelling tot de studie van 19 mei 2009 waarbij het tarief "Luminus Actief" werd gebruikt. Na consultatie met Luminus, blijkt dat het "Optimum Pro" tarief beter van toepassing is dan het "Luminus Actief" tarief. In het "Optimum Pro" tarief is de proportionele term $21,30002 \cdot \text{Igm} + 5,42247 \cdot \text{Igd}$ (€/MWh) in plaats van $21,3 \cdot \text{Igm} + 4,96 \cdot \text{Igd}$ (€/MWh) bij "Luminus Actief".

73. Voor T4 werd een nieuwe formule toegepast vanaf 2008 bij Electrabel. Dit in tegenstelling tot de studie van 19 mei 2009. Deze formule is gebaseerd op de index Grp in plaats van Gpi. De parameters zijn ook gewijzigd. Zo is de nieuwe formule:

$$\text{Vaste term} = 400 \cdot \text{Igd}$$

$$\text{Proportionele term} = 0,1 \cdot \text{Grp} + 0,4751 \cdot \text{Igd} \text{ (c€/KWh)}$$

³¹ Deze verandering gebeurt op het ogenblik dat Qatar Algerije vervangt als leverancier van LNG.

³² In de parameter Gpi « $0,25 \text{ HUB} + 0,0468 \text{ GOL603} + 4,83 [(CPI_y - 1 / CPI_y - 2) - 0,02]$ » – 7,86 / 21,21479 » heeft Electrabel de term -7,86 vervangen door -1,3. De formules die de proportionele term (in c€/kWh) opleveren bleven daarentegen ongewijzigd.

In de formule die de proportionele term (in c€/kWh) " $2,13 \text{ Igm} + 0,2504 \text{ Igd}$ " oplevert, heeft Luminus 0,2504 vervangen door 0,387. Dezelfde parameter werd in oktober 2008 vervangen door 0,496. Parameter Igm bleef daarentegen ongewijzigd.

De parameters Gpi en Igm zijn *commodity* parameters.

³³ Grp (Gas reference price) is een parameter geldig voor hoge druk (> 400 MWh/jaar) bij Electrabel. De Grp geeft de evolutie van de bevoorradingskosten weer voor de verkoop van aardgas. $\text{Grp} = -2,00 + 0,25 \text{ HUB} + 0,0468 \text{ GOL603}$.

³⁴ Gpi (Gas price index) is een parameter die Electrabel gebruikt voor lage druk (< 400 MWh/jaar). De Gpi geeft de evolutie weer van de bevoorradingskosten voor de verkoop van aardgas.

74. De evolutie van de leveranciersprijs (energieprijs) tussen januari 2004 en december 2009 lokt de volgende opmerkingen uit:

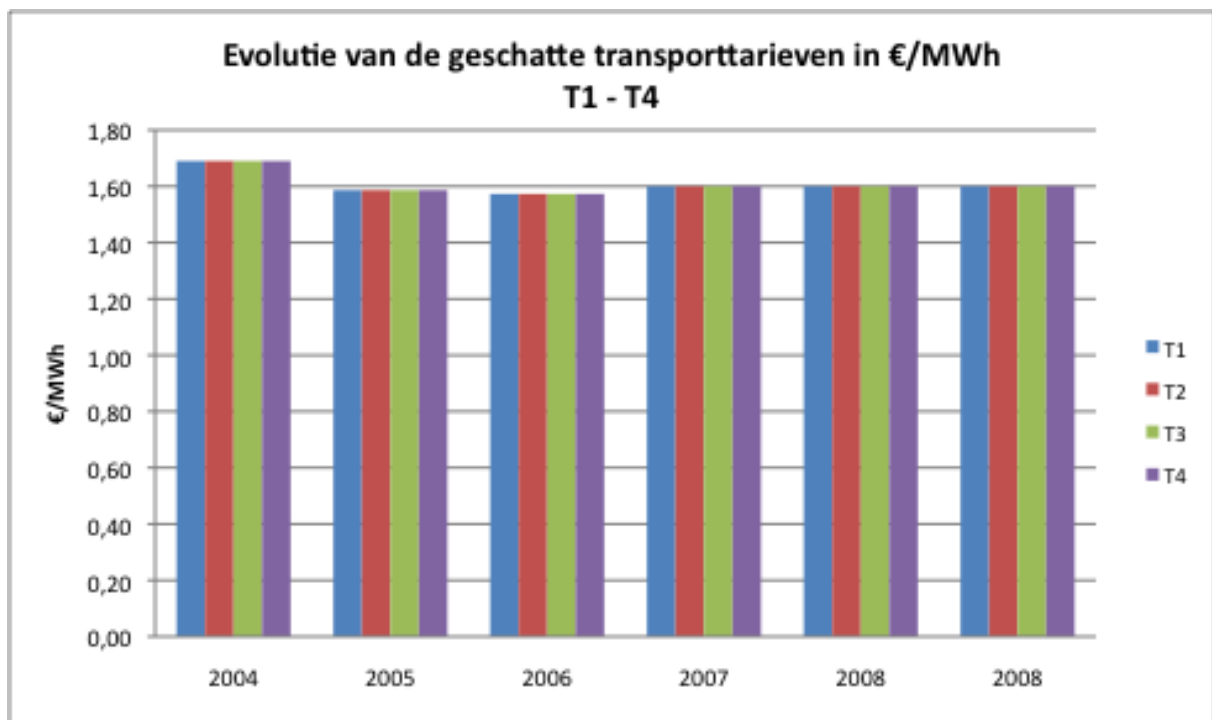
- de stijgingen van de component energie gaan van ongeveer 49% voor een T1 klant tot ongeveer 70% voor de overige afnemers bij Electrabel. Deze stijgingen zijn toe te schrijven aan het duurder worden van de aardolieproducten waarop de prijzen van de gasmoleculen worden geïndexeerd.
- bij Luminus variëren de stijgingen van 53% (T1) tot ongeveer 70% (overige afnemers).
- de vastgestelde stijgingen zijn het resultaat van verschillende wijzigingen van tariefformules/parameters van de leveranciers (januari 2007 voor Electrabel, oktober 2007, januari 2008 en oktober 2008 voor Luminus) evenals van de indexering op basis van de parameters.
- Buiten de tariefveranderingen van 2007/2008 (zie hierboven) volgt de prijs van leverancier Luminus een evolutie in de tijd die sterk gecorreleerd is met die van Electrabel. Deze correlatie is te verklaren door de structuur van de tariefformules en in het bijzonder van de *commodity* indexeringsparameter.

III.4. Tarief van de transportnetbeheerder

75. De transporttarieven worden uitgedrukt in capaciteitstermen (€/m³/uur/jaar). In tegenstelling tot die voor elektriciteit zijn ze uniform voor heel België (geen cascadering) en zijn ze de voorbije zes jaar vrij stabiel gebleven, zoals uit onderstaande grafiek blijkt.

76. Om tot een raming van het tarief uitgedrukt in €/MWh te komen was het noodzakelijk om hypothesen voorop te stellen met betrekking tot de gebruikte conversievoet kWh/m³ en tot de capaciteit van de in aanmerking genomen typeklanten. Die hypothesen zijn gebaseerd op omzetcijfers en volumes van bedrijven actief in invoer, vervoer en levering van aardgas. Men moet dus voorzichtig omspringen met de hierna weergegeven cijfers in verband met de geraamde transporttarieven voor de vier verschillende typeklanten.

77. De tarieven voor 2008 en 2009 zijn een verlenging van de tarieven 2007 na weigering van het tariefvoorstel. In 2010 zijn er terug goedgekeurde transporttarieven voor Fluxys.



III.5. Tarief van de distributienetbeheerders

78. De hierna volgende grafieken tonen de evolutie 2004-2009 voor de distributienettarieven (exclusief openbare heffingen) per DNB voor elke typeklant. Daaruit blijkt dat de distributienettarieven, behalve tarief T1, een voortdurende daling kenden tot aan het exploitatiejaar 2007. Deze evolutie werd echter geneutraliseerd tijdens het jaar 2008, waar men tot het in 2004 bereikte peil terugkeert, behalve voor het tarief T4, dat lager blijft. De stijging van de distributienettarieven is gedeeltelijk te verklaren door:

- de arresten van het Hof van Beroep
- de ondertekening van een dading met een aantal DNB's;
- de daling van de overschotten en de toename van de tekorten;
- de daling in 2006 van de OLO-rentevoet die als parameter wordt gebruikt bij de berekening van de billijke vergoeding;
- de evolutie van de waarde van het geïnvesteerde kapitaal.

In 2009 worden de tarieven van 2008 verder aangerekend totdat er goedgekeurde tarieven voor 2009 zijn. De distributienettarieven (exclusief openbare heffingen) zijn dezelfde als deze van 2008 voor Inter-Energa en ALG. Imewo en Gaselwest hebben nieuwe goedgekeurde tarieven voor de periode 2009-2012 in juli 2009. Voor IGH en Sibelga gelden goedgekeurde tarieven vanaf oktober 2009. De goedgekeurde tarieven 2009-2012 zijn gebaseerd op het

Koninklijk besluit van 2 september 2008³⁵. Dit besluit ligt aan de basis van de verdere stijging van de distributienettarieven. Meer informatie kan men terugvinden in hoofdstuk IV.

79. De evoluties 2004-2009 kunnen ietwat verschillen van de ene typeklant tot de andere. Zo noteert men:

- een stijging van 40 % voor typeklant T1
- een stijging van 11 % voor typeklant T2
- een stijging van 14 % voor typeklant T3
- een daling van 3 % voor typeklant T4

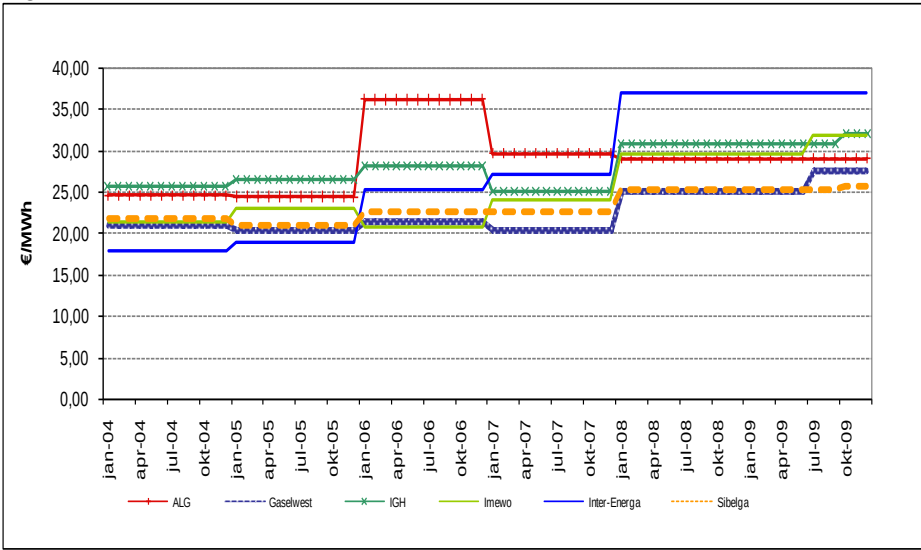
De stijging voor typeklant T1 is hoofdzakelijk toe te schrijven aan de verandering van de tariefstructuur vanaf 2006 en aan de vrij hoge vaste vergoedingen die sommige DNB's voor deze categorie afnemers toepassen.

De evolutie van de tarieven loopt sterk uiteen tussen de verschillende distributiezones. De voor elektriciteit vermelde oorzaken zijn meestal ook van toepassing voor aardgas. Daarnaast is de uitbreiding van de netten een extra oorzaak voor de stijging van de distributienettarieven voor aardgas. Heel wat zones in Vlaanderen en Wallonië worden immers nog niet bevoorrad. De investeringen om deze zones te bevoorraden zijn vrij hoog bij sommige DNB's, onder meer bij Inter-Energa (Limburg), wat een sterkere tariefstijging in deze zones kan verklaren.

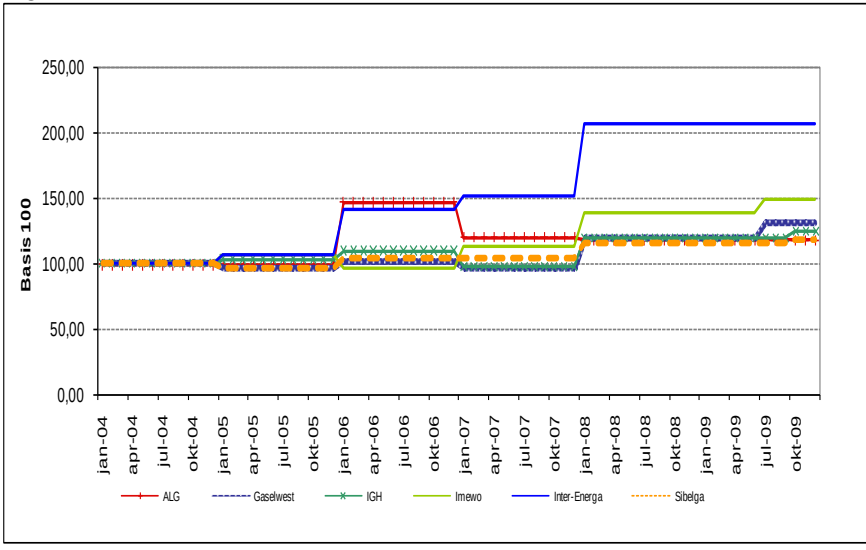
³⁵ Het Koninklijk Besluit van 2 september 2008 betreffende de regels met betrekking tot de vaststelling van en de controle op het totaal inkomen en de billijke winstmarge, de algemene tariefstructuur, het saldo tussen de kosten en de ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van de distributienetten voor aardgas (hierna: het Koninklijk Besluit van 2 september).

Figuur 14 – Overzicht van de evolutie van het distributienettarief – €/MWh en 01/2004 = 100

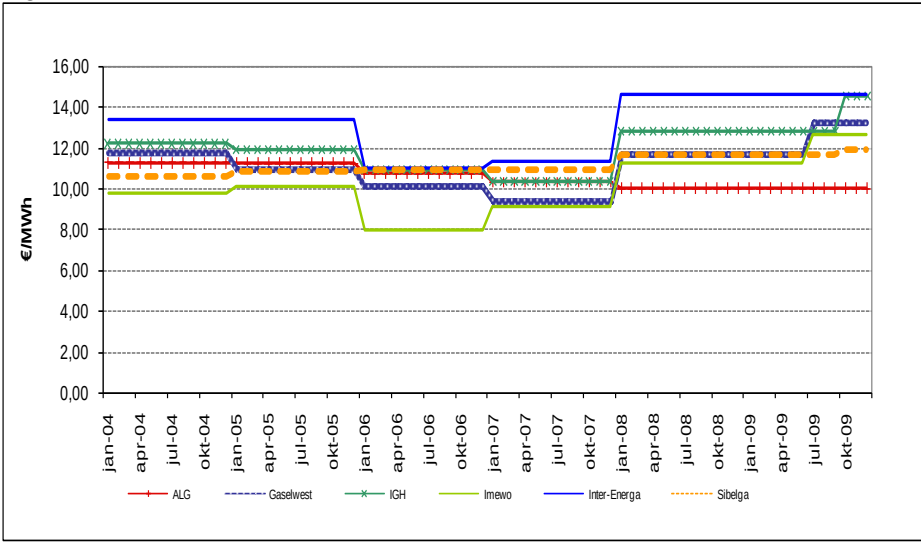
Figuur 14.1. T1 – €/MWh



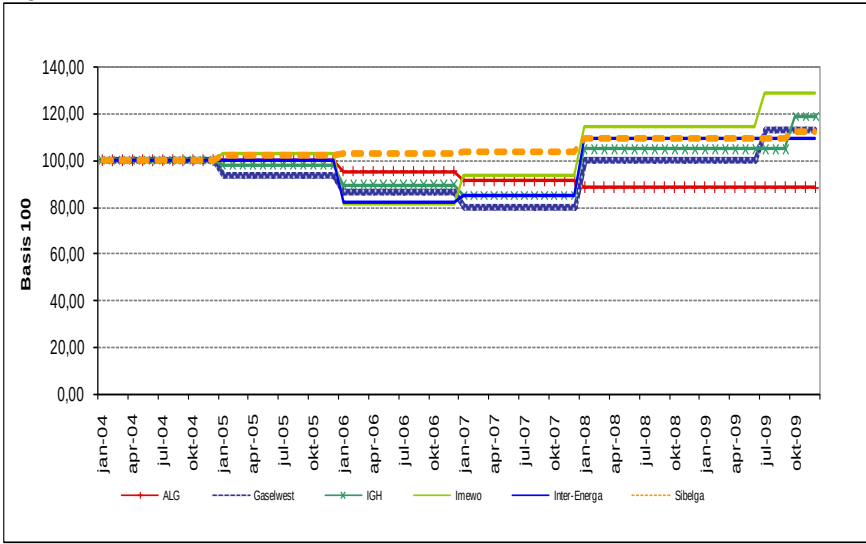
Figuur 14.2. T1 – 01/2004 = 100



Figuur 14.3. T2 – €/MWh

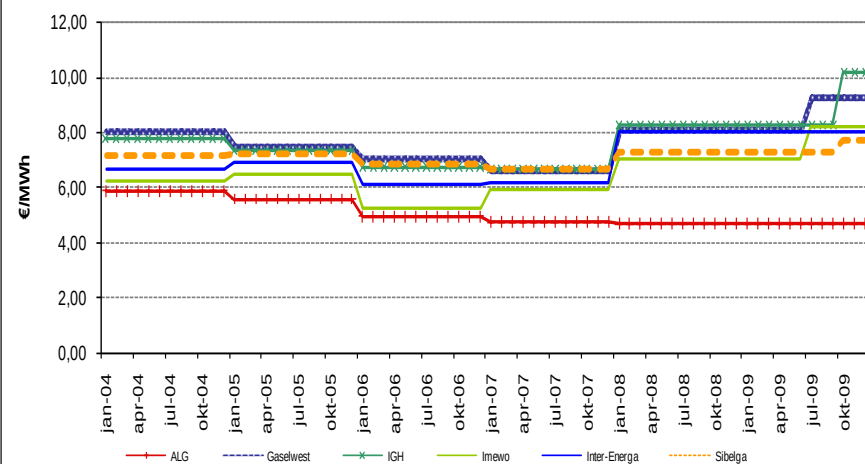


Figuur 14.4. T2 – 01/2004 = 100

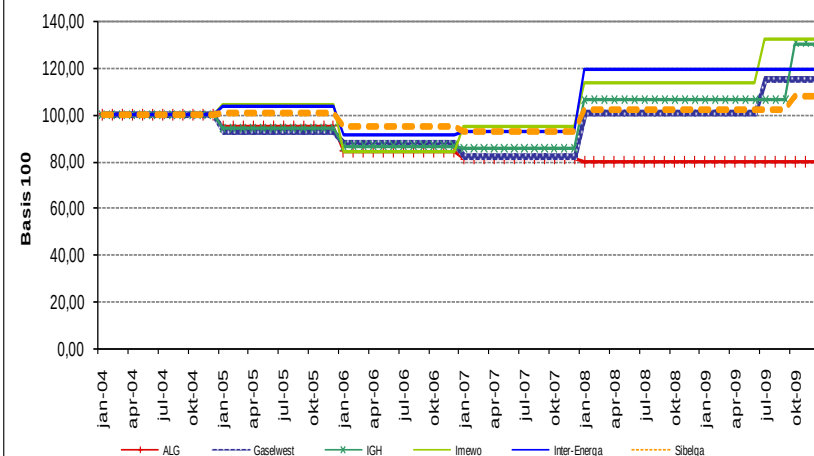


Figuur 14 – Overzicht van de evolutie van het distributienettarief – €/MWh en 01/2004 = 100

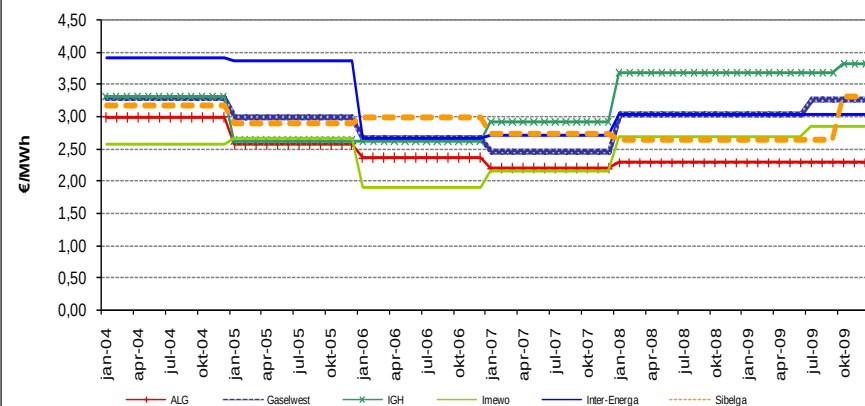
Figuur 14.5. T3 – €/MWh



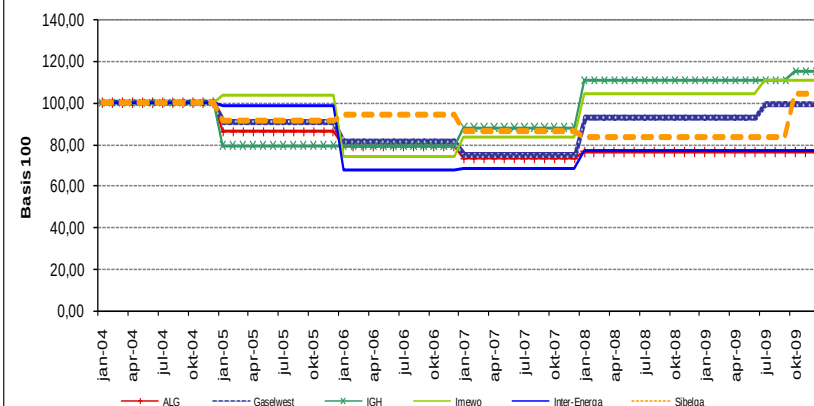
Figuur 14.6. T3 – 01/2004 = 100



Figuur 14.7. T4 – €/MWh



Figuur 14.8. T4 – 01/2004 = 100



80. De distributienettarieven bevatten talrijke componenten zoals openbare dienstverplichtingen (ODV) en overdrachten. De volgende grafieken (weergegeven in €/MWh) laten toe het relatieve belang van alle distributiecomponenten voor elke typeklant en voor elke DNB na te gaan.

Aangezien de evoluties met betrekking tot T3 vrij gelijkaardig zijn met deze voor T2 werden de desbetreffende grafieken hier niet opgenomen. De evoluties m.b.t. T1 werden daarentegen wel opgenomen ter illustratie van de impact van de verandering van de tariefstructuur in 2006 bij de meeste DNB's (in het bijzonder ALG en Inter-Energa). Gezien het grote aantal grafieken voor dit punt, werden hierna enkel de bedragen in absolute waarde opgenomen.

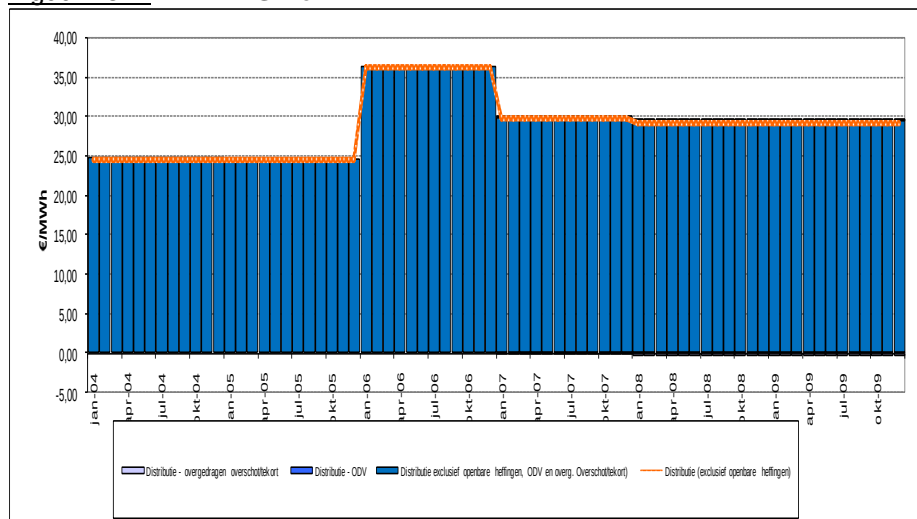
In deze grafieken onderscheidt men de volgende eerder geanalyseerde componenten:

- distributie (exclusief openbare heffingen)
- distributie exclusief openbare heffingen, ODV en overgedragen overschot/tekort
- distributie - ODV
- distributie - overgedragen overschot/tekort

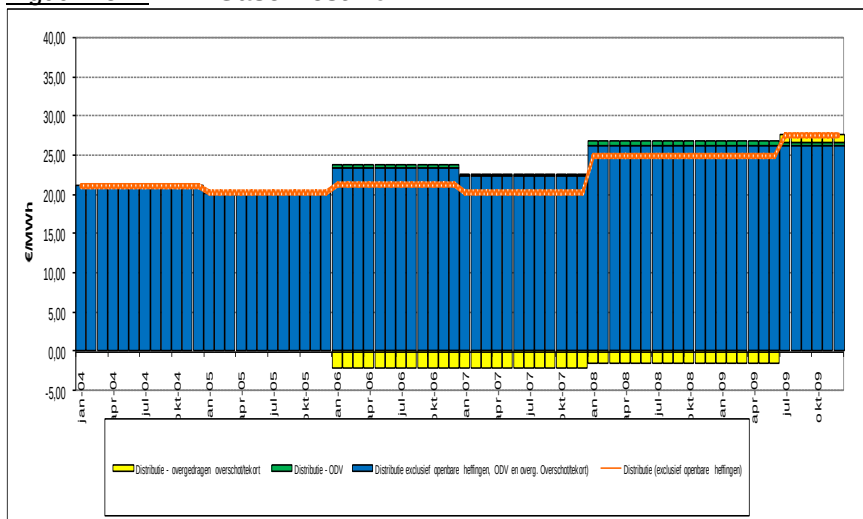
Deze grafieken zijn op dezelfde wijze opgebouwd als bij elektriciteit. De staven geven de subcomponenten van de distributienettarieven weer. Het distributienettarief (exclusief heffingen) wordt grafisch voorgesteld door een lijn.

Figuur 15 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het distributienettarief – €/MWh

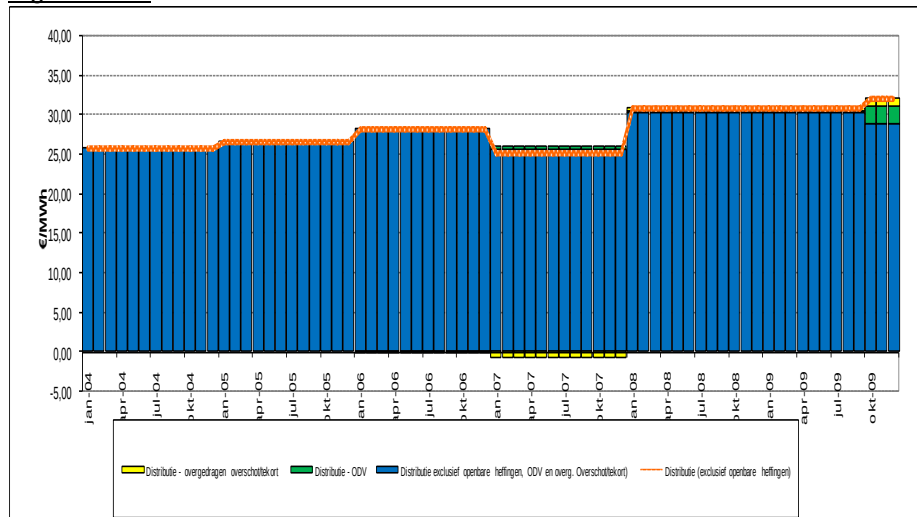
Figuur 15.1. T1 – ALG - €/MWh



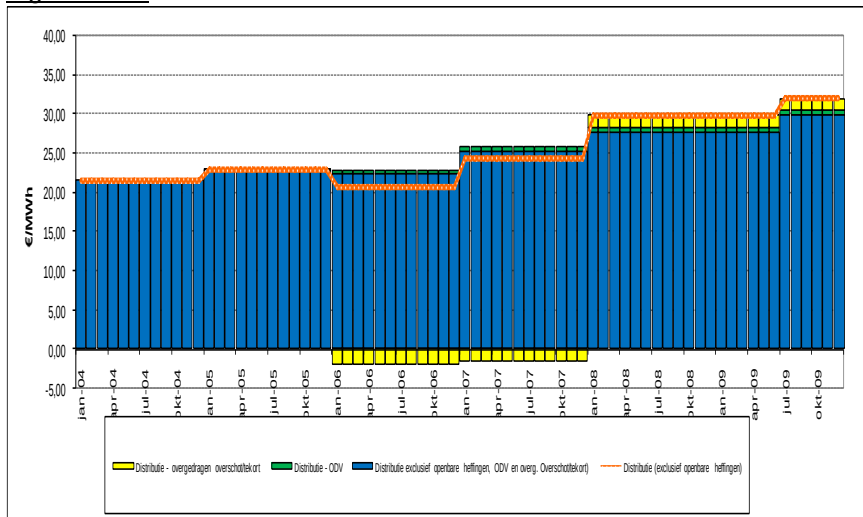
Figuur 15.2. T1 – Gaselwest - €/MWh



Figuur 15.3. T1 – IGH - €/MWh

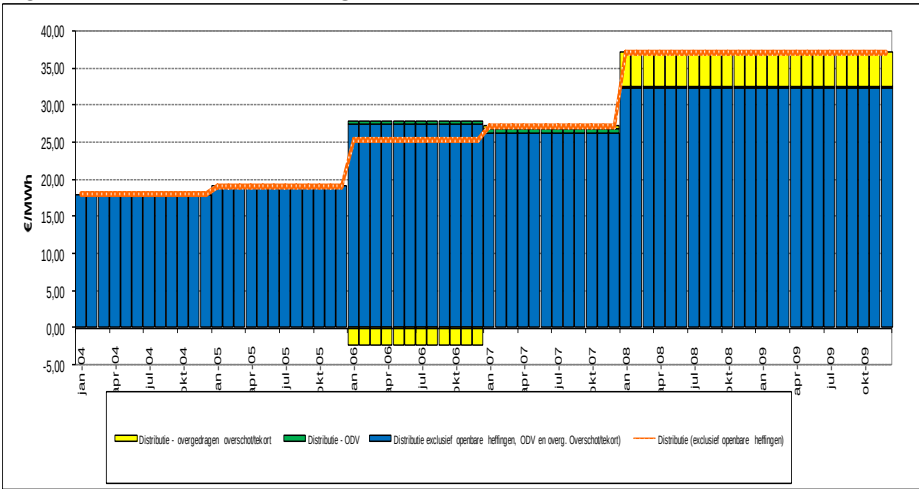


Figuur 15.4. T1 – Imewo - €/MWh

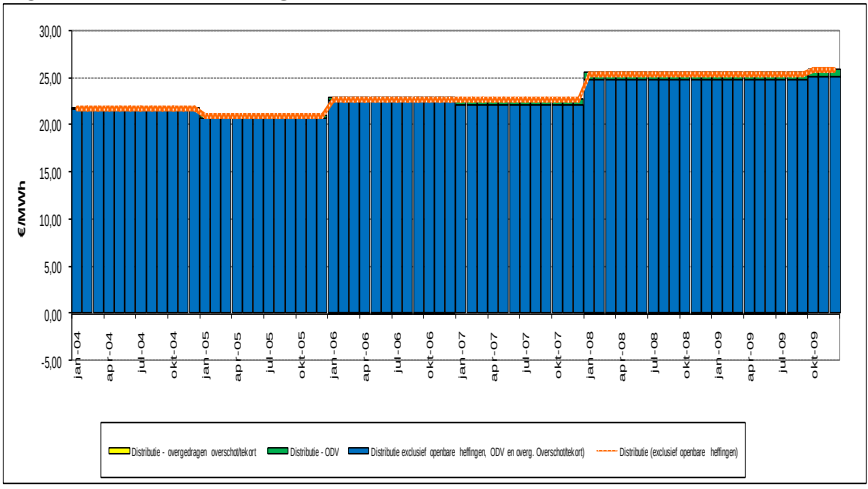


Figuur 15 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het distributienettarief – €/MWh

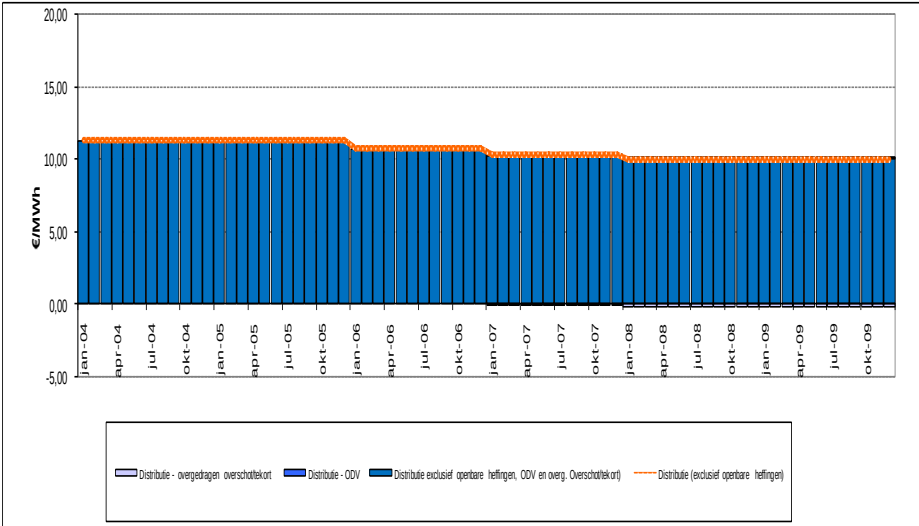
Figuur 15.5. T1 – Inter-Energa - €/MWh



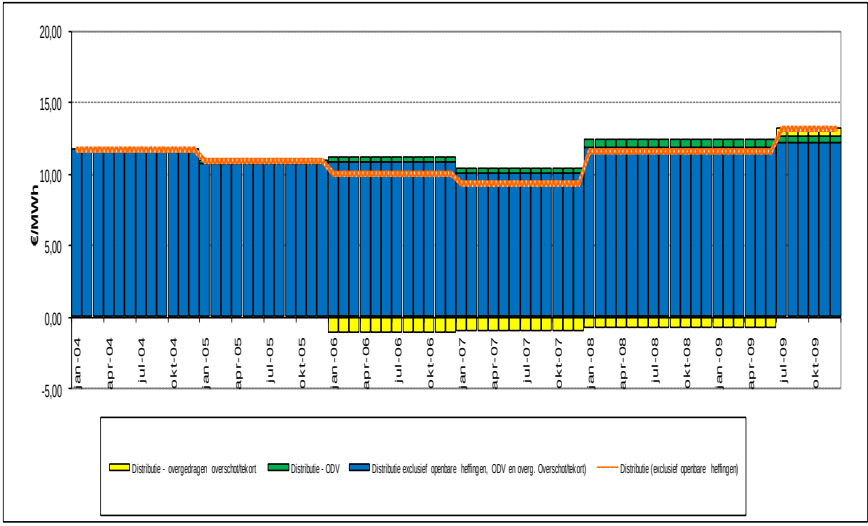
Figuur 15.6. T1 – Sibelga - €/MWh



Figuur 15.7. T2 – ALG - €/MWh

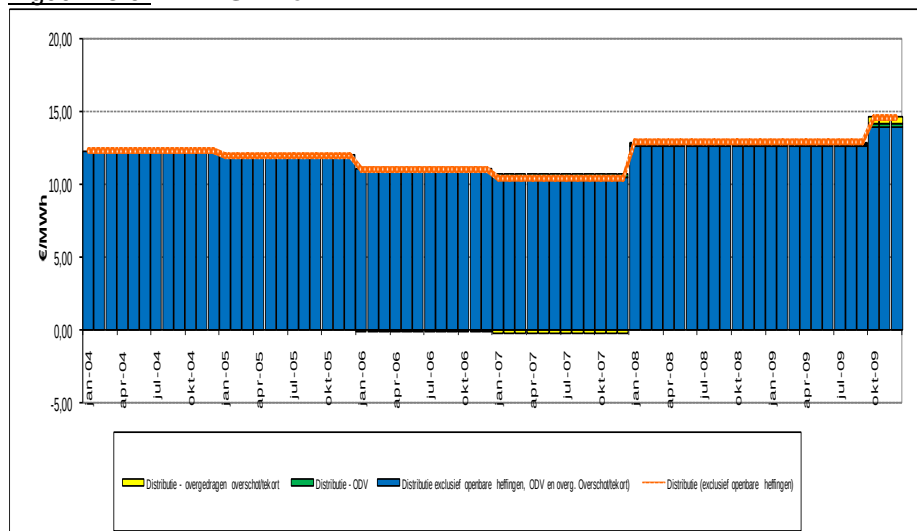


Figuur 15.8. T2 – Gaselwest - €/MWh

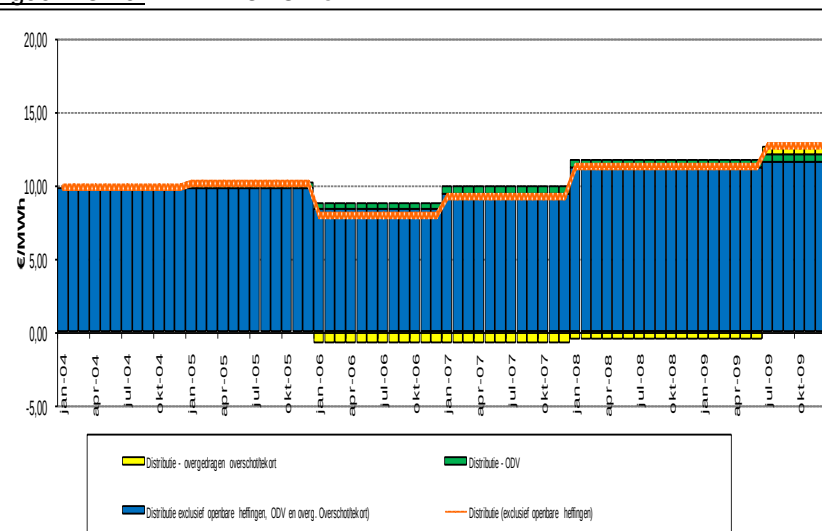


Figuur 15 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het distributienettarief – €/MWh

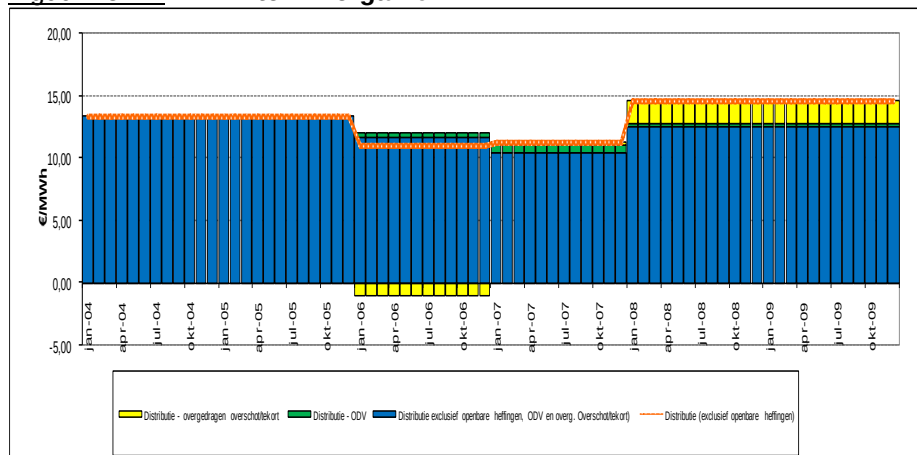
Figuur 15.9. T2 – IGH - €/MWh



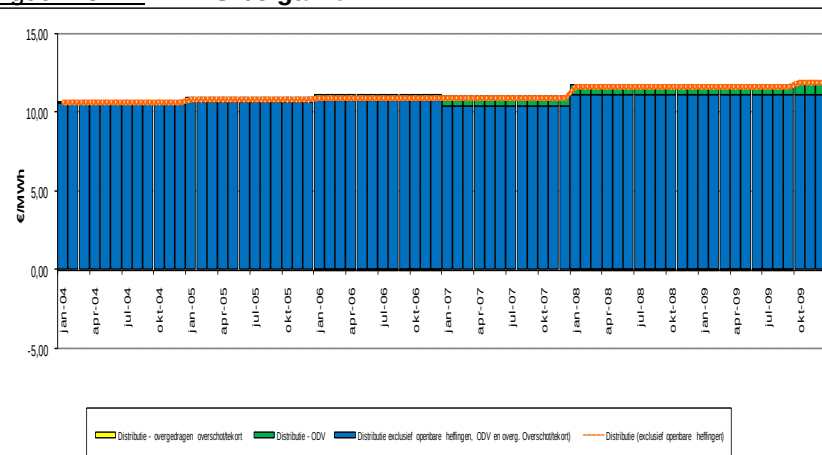
Figuur 15.10. T2 – Imewo - €/MWh



Figuur 15.11. T2 – Inter-Energa - €/MWh

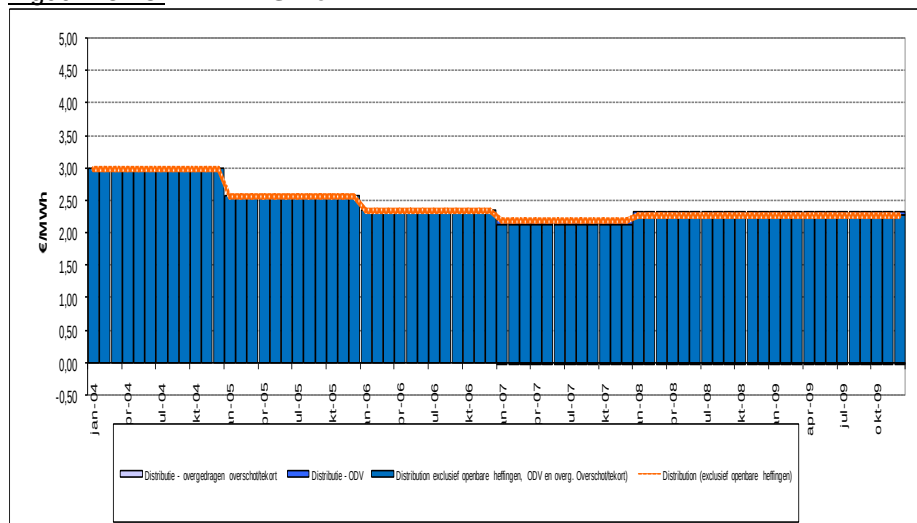


Figuur 15.12. T2 – Sibelga - €/MWh

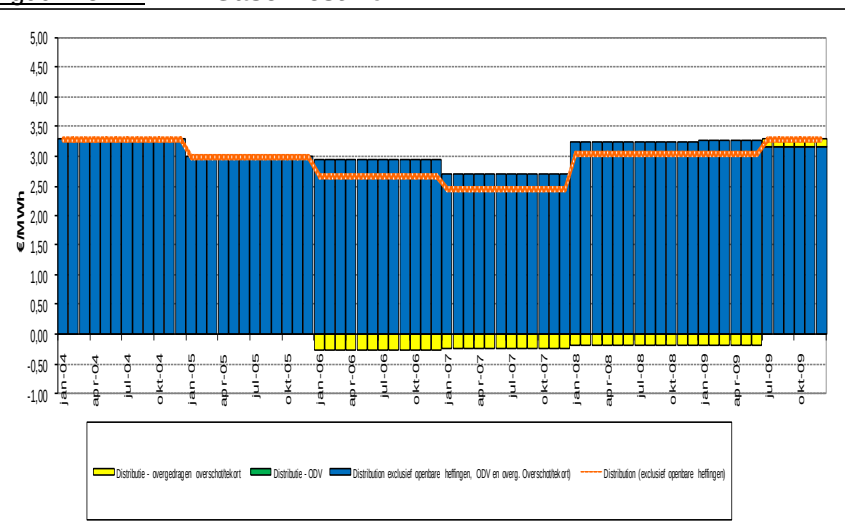


Figuur 15 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het distributienettarief – €/MWh

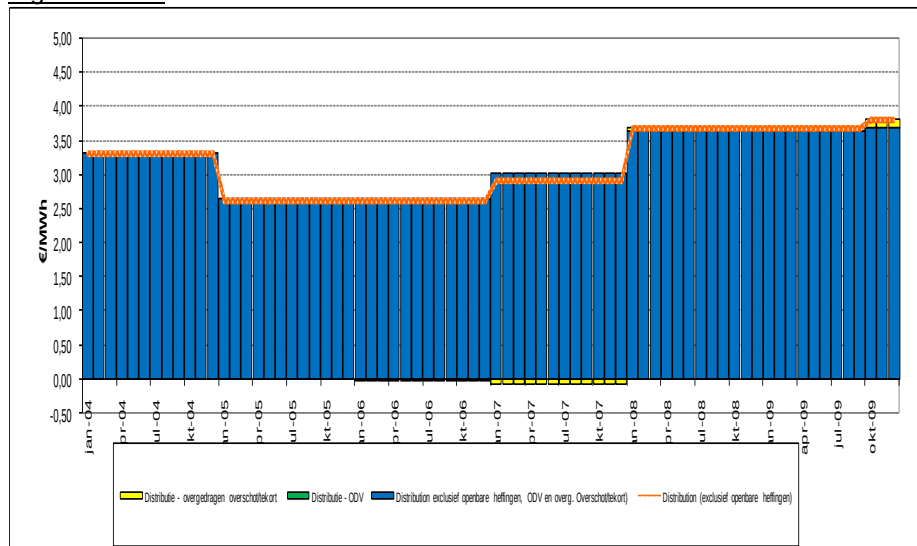
Figuur 15.13. T4 – ALG - €/MWh



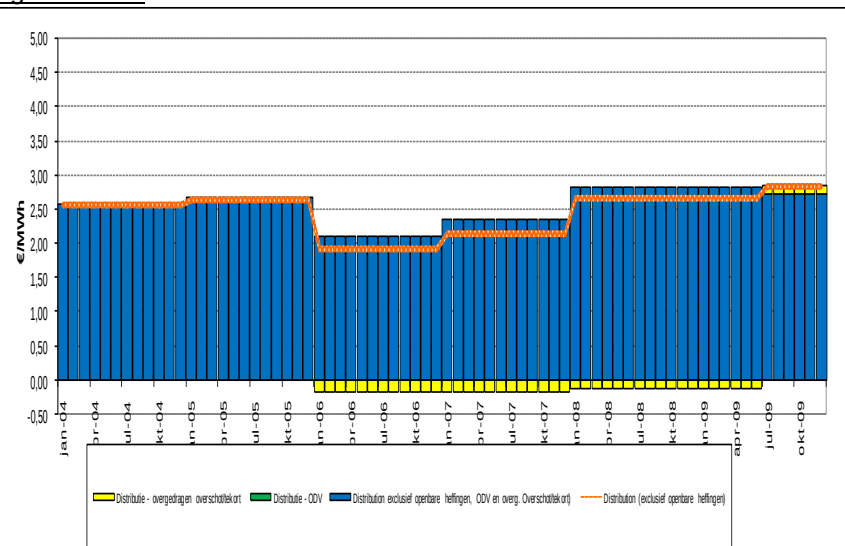
Figuur 15.14. T4 – Gaselwest - €/MWh



Figuur 15.16. T4 – IGH - €/MWh

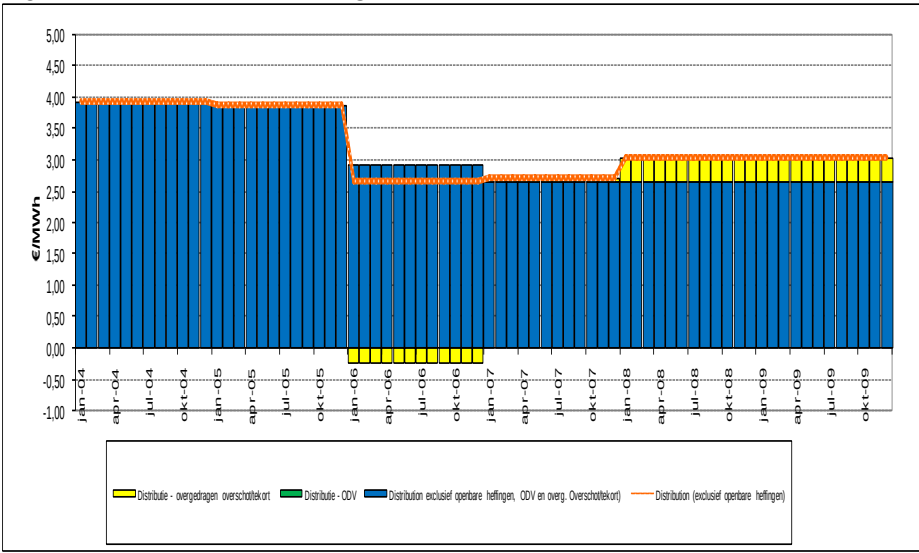


Figuur 15.17. T4 – Imewo - €/MWh

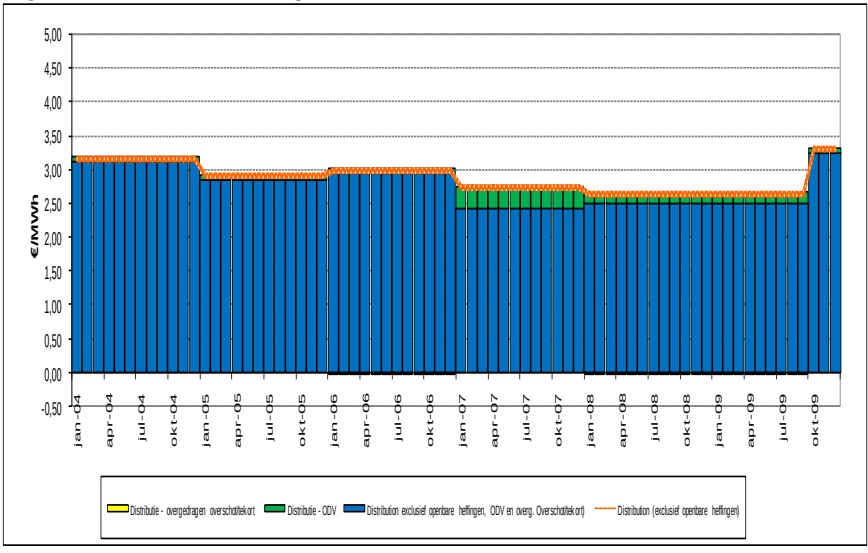


Figuur 15 – Overzicht van de belangrijkste componenten van het distributienettarief – €/MWh

Figuur 15.18. T4 – Inter-Energa - €/MWh



Figuur 15.19. T4 – Sibelga - €/MWh



81. Kosten van ODV

De kosten verbonden aan de openbare dienstverplichtingen (ODV) zijn tot en met de tarieven 2008 inbegrepen in het overbrengingstarief. Deze component werd afgezonderd en gedeeld door het volume van toepassing op de verschillende klantengroepen om een ODV-tarief te bekomen.

Hier blijkt opnieuw duidelijk dat de ODV het grootst zijn in Brussel (bijna € 0,70/MWh), uitgezonderd IGH vanaf goedgekeurde tarieven 2009. Dat is hoofdzakelijk te wijten aan het programma dat door de Brusselse regering werd opgezet met betrekking tot de premies voor rationeel energiegebruik. Dit gezegd zijnde doet Vlaanderen (gemengde sector) meer en meer inspanningen op dat vlak en is het verschil met Brussel gekrompen tot € 0,30/MWh in 2009. Anders gaat het in Wallonië, waar de Gewestregering beslist heeft een andere financieringswijze³⁶ voor dergelijke maatregelen te gebruiken.

Sibelga is de enige DNB die voorziet in specifieke premies voor de afnemers van het type T4 (grote tertiaire en industriële afnemers) in tegenstelling tot de andere DNB's, die hiervoor niets voorzien.

Met de goedkeuring van de meerjarentarieven 2009-2012 zijn de kosten verbonden aan openbare dienstverplichtingen opgenomen in een apart tarief. Voor Gaselwest en Imewo is dit € 0,50/MWh. Voor IGH is dit € 2,16/MWh en voor Sibelga is dit € 0,80/MWh. De enorme stijging van IGH in 2009 is te wijten aan de stijgende kosten van budgetmeters en de invoering van het Talexus³⁷ systeem.

82. Overgedragen tekort/overschot

Voor de Vlaamse gemengde distributienetbeheerders brachten de bonus-malusbeslissingen van de CREG grote overschotten aan het licht, in het bijzonder voor de eerste exploitatiejaren (BM 2004-BM 2006). De BM 2007, verwerkt in de goedgekeurde tarieven 2009, was een tekort. Dit veroorzaakte ondermeer een stijging van de goedgekeurde tarieven 2009. Het exploitatietekort van 2006 is opgenomen in de distributienettarieven van 2008. Inter-Energa heeft nog geen goedgekeurde tarieven voor 2009. Daarom zijn de distributienettarieven 2008 verlengd voor heel 2009.

³⁶ In Wallonië worden deze REG-maatregelen hoofdzakelijk gedekt door de aansluitingsvergoeding (0,075 €/MWh), die een regionale belasting is.

³⁷ Talexus is een betalingssysteem voor de herlaadkaarten van budgetmeters.

83. In Wallonië en Brussel bleven de exploitatieoverschotten/tekorten (bonus/malus) merkkelijk kleiner dan in Vlaanderen, aangezien die slechts vastgesteld werden voor de in aanmerking komende afnemers, die tot 1 januari 2007 hoofdzakelijk de tertiaire en industriële sector betrof. De bonus-malusbeslissing 2007 is verwerkt in de goedgekeurde tarieven 2009. Aangezien ALG nog geen goedgekeurde tarieven voor 2009 heeft, wordt het distributienettarief voor 2008 verder verlengd. Zo zijn de exploitatiesaldi nog niet verwerkt voor ALG. IEH heeft echter wel goedgekeurde tarieven 2009-2012 en dit vanaf oktober 2009. Hierdoor ligt het exploitatietekort van 2007 mee aan de basis van de stijging van de distributienettarieven 2009.

III.6. Openbare heffingen

84. Zoals eerder vermeld zijn de openbare heffingen terug te vinden in de tariefcomponenten distributie en levering.

85. In de gasdistributienettarieven vindt men als openbare heffingen:

- Wegenisretributie (Vlaanderen en Brussel, bestaat niet in Wallonië)
- Rechtspersonenbelasting (enkel gemengde DNB's).

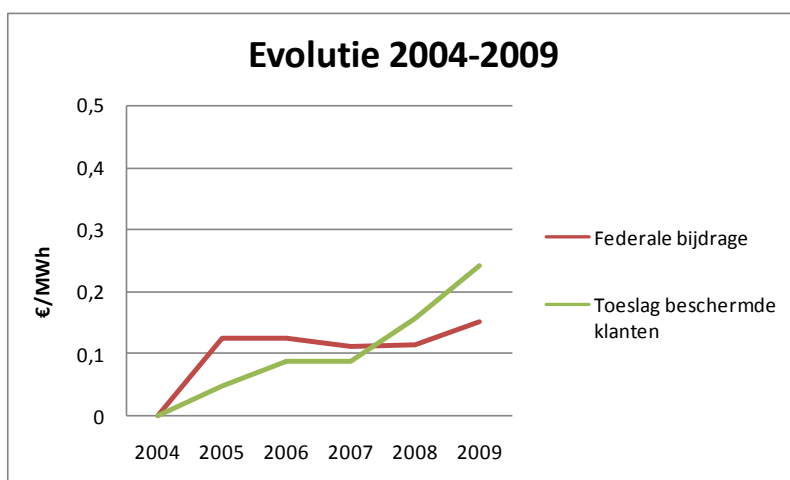
Er bestaan grote verschillen tussen DNB's onderling. De in Brussel gevestigde afnemers ondergaan de hoogste openbare heffingen (iets meer dan € 1,00/MWh). Dat is hoofdzakelijk te wijten aan de wegenisvergoeding, die ongeveer zeven maal hoger is als die welke in de gemengde zones in Vlaanderen wordt toegepast, terwijl deze retributie niet bestaat in Wallonië noch in de zuivere zones in Vlaanderen.

86. De andere federale en regionale heffingen zijn:

- de federale bijdrage (€ 0,1511/MWh in 2009) die het door de OCMW's beheerde ODV-fonds en de werkingskosten van de CREG financiert;
- de federale toeslag beschermde afnemers (€ 0,2415/MWh in 2009) die dient voor de financiering van de reële nettokost die voortvloeit uit de toepassing van sociale maximumprijzen voor de beschermde afnemers;
- de Waalse aansluitingsvergoeding (€ 0,0750/MWh in 2009) die het Waals energiefonds financiert (werkingskosten van de CWAPE, REG-premies, steun aan groenestroomproducenten).

Deze drie heffingen worden op dezelfde - niet degressieve - wijze toegepast op alle typeklanten in deze studie. De federale toeslag beschermde klanten en de Waalse aansluitingsvergoeding zijn niet aan BTW onderworpen, in tegenstelling tot de federale bijdrage.

De Waalse aansluitingsvergoeding is sinds 2004 niet gewijzigd. De evolutie van de federale bijdrage en de federale toeslag beschermde klanten kan men terugvinden in onderstaande figuur.



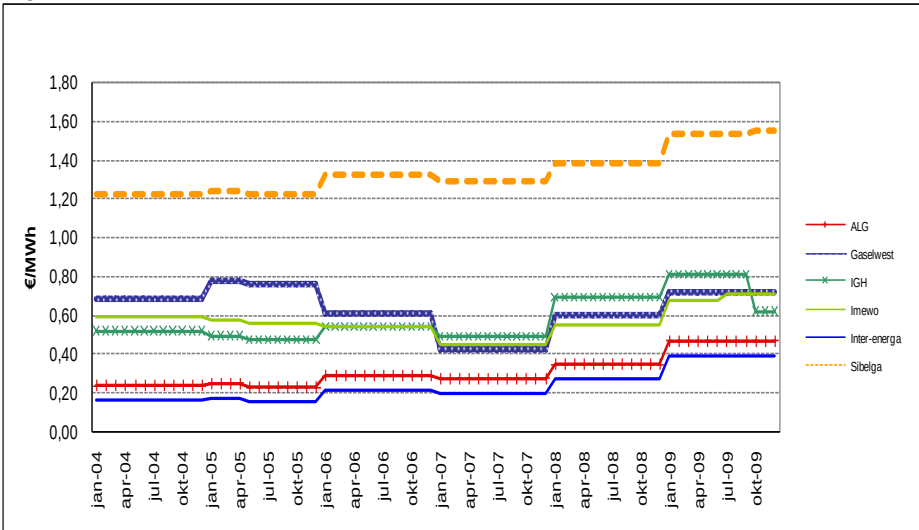
De toeslag beschermde afnemers is sterk gestegen ingevolge de herziening naar boven toe van het aantal begunstigden (2006) en als gevolg van het nieuwe systeem van sociale tarifiering (2008).

87. De volgende grafieken geven alle openbare heffingen weer per afnemersgroep [KG1 (T1 tot T3) en KG2 (T4)] en per DNB voor de periode 2004-2009.

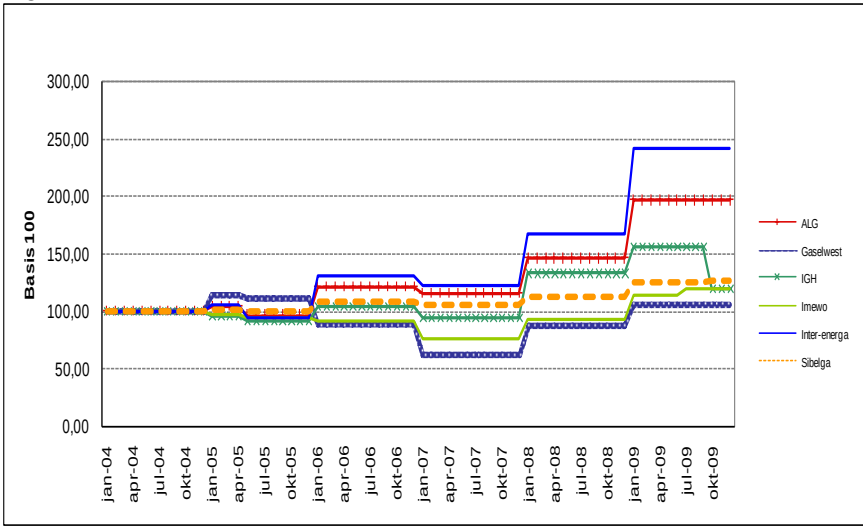
Om de evolutie van de federale openbare heffingen (federale bijdrage en toeslag beschermde afnemers) na te gaan, kan men de grafieken met betrekking tot Inter-Energa raadplegen. Deze DNB is immers aan geen enkele regionale en/of gemeentelijke openbare heffing onderworpen.

Figuur 16 – Overzicht van de evolutie van de openbare heffingen – €/MWh en 01/2004=100

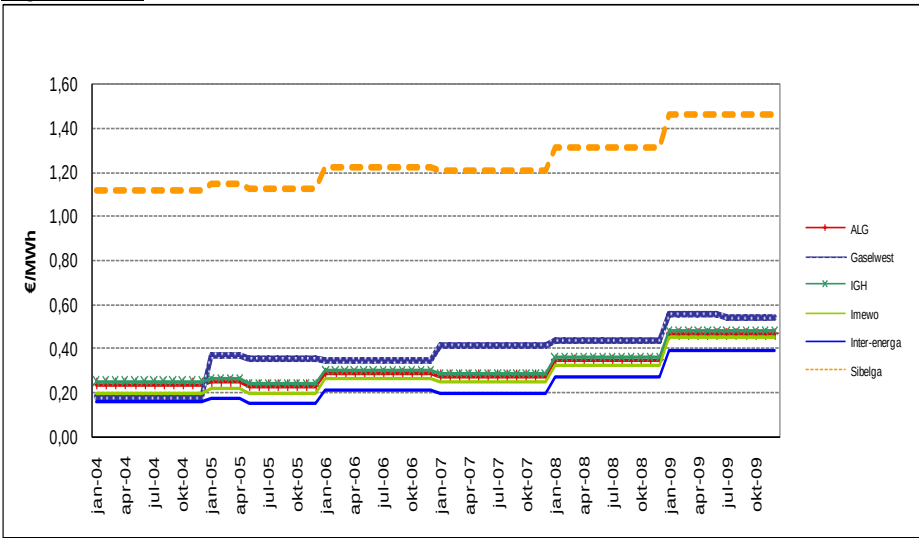
Figuur 16.1. T1 tot T3 – €/MWh



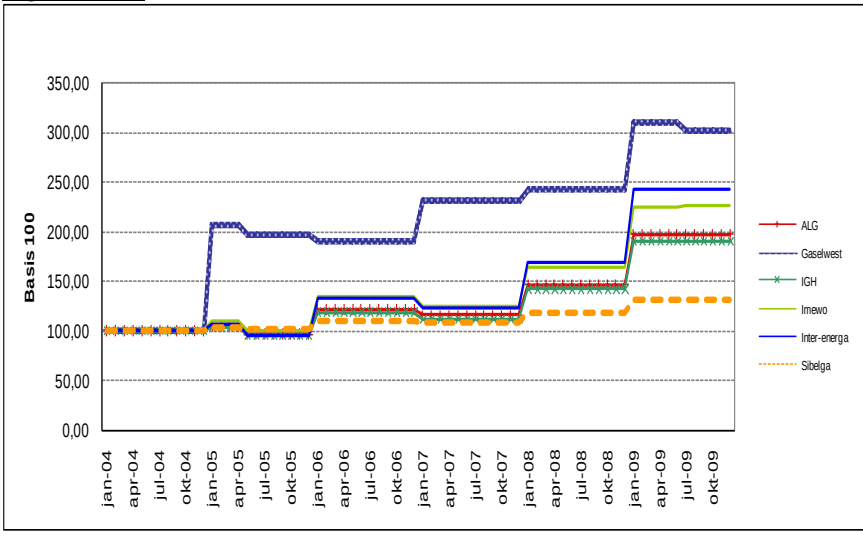
Figuur 16.2. T1 tot T3 – 01/2004=100



Figuur 16.3. T4 – €/MWh



Figuur 16.4. T4 – 01/2004=100



III.7. Energiebelasting en BTW

88. Na de energiecomponent en distributie is de energiebelasting en BTW de component die het zwaarst doorweegt op de klantenfactuur voor T1-T3.

89. De energiebelasting of energiebijdrage financiert het fonds voor het financieel evenwicht van de sociale zekerheid. Men merkt een verschillende evolutie van deze belasting voor de residentiële en tertiaire afnemers (T1 tot T3) enerzijds en voor de industriële afnemers (T4) anderzijds.

- T1 tot T3 : het bedrag is gedaald van € 1,1589/MWh over de periode 2004-2006 tot €0,9889/MWh vanaf 2007;
- T4 : het bedrag is gestegen van € 0,00/MWh over de periode 2004-2006 tot € 0,3682/MWh vanaf 2007.

Er is BTW verschuldigd op de energiebijdrage.

90. De BTW is gedurende de beschouwde periode onveranderd op 21 % gebleven. Alle elementen in verband met de aardgastarifiering zijn aan BTW onderworpen, met uitzondering van de toeslag beschermde afnemers en de Waalse aansluitingsvergoeding.

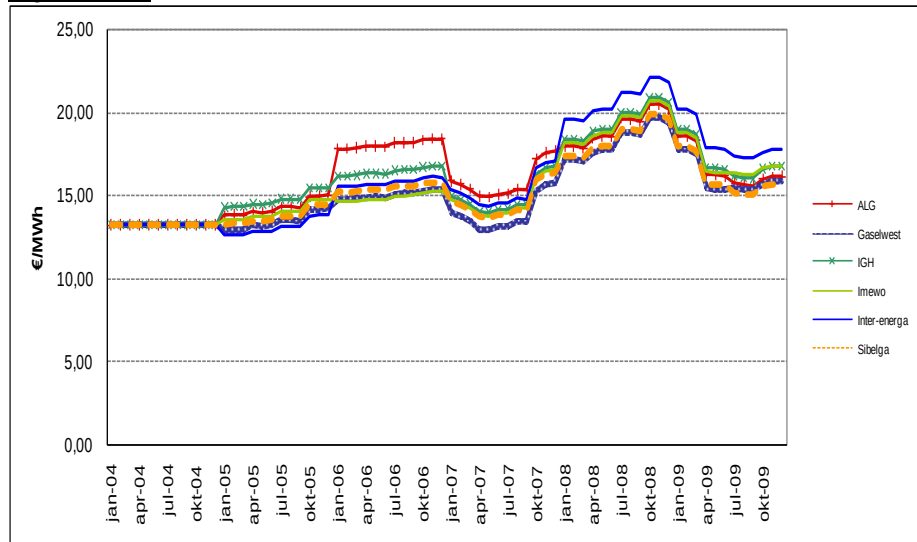
Is het BTW-percentages onveranderd gebleven, dan geldt dit niet voor de BTW. Die zijn immers aanzienlijk gestegen tussen 2004 en 2009 ingevolge de voortdurende verhoging van de prijscomponenten, in het bijzonder van de energieprijzen.

91. De volgende grafieken geven de gecumuleerde evolutie van de energiebelasting en de BTW weer voor de afnemers T1 en T2 (residentieel). Om het aantal grafieken te beperken, werd de berekening enkel weergegeven voor leverancier Electrabel. Deze oefening werd niet uitgevoerd voor de afnemers T3 en T4, waarvan de overgrote meerderheid de BTW recupereert.

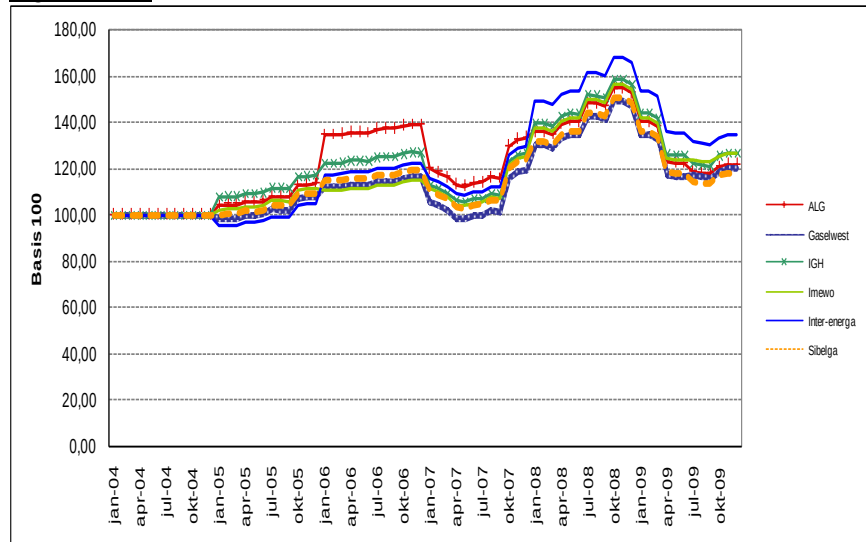
De stijgingen van de gecumuleerde sommen van BTW en energiebelasting over de periode 2004-2009 bedragen gemiddeld 25% voor T1 en T2.

Figuur 17 – Overzicht van de evolutie van BTW en energielasting – €/MWh en 01/2004=100

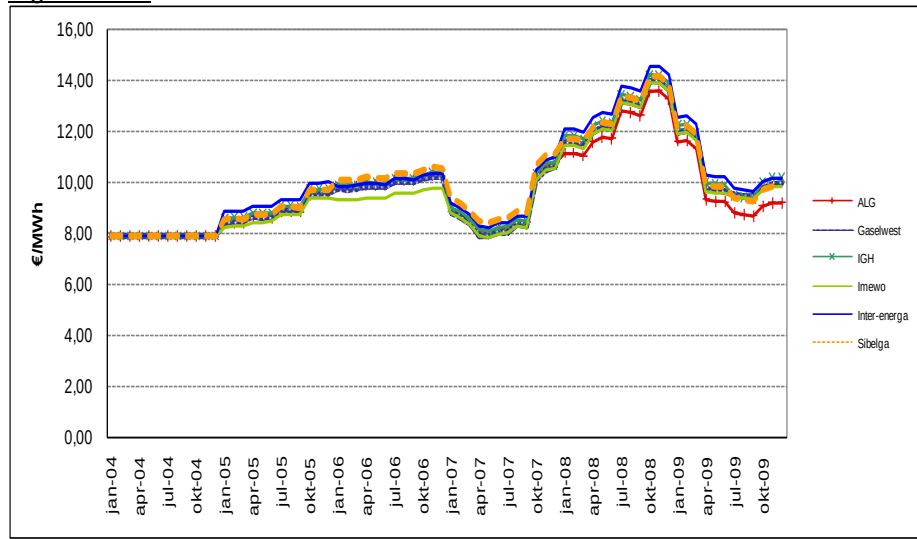
Figuur 17.1. T1 – €/MWh



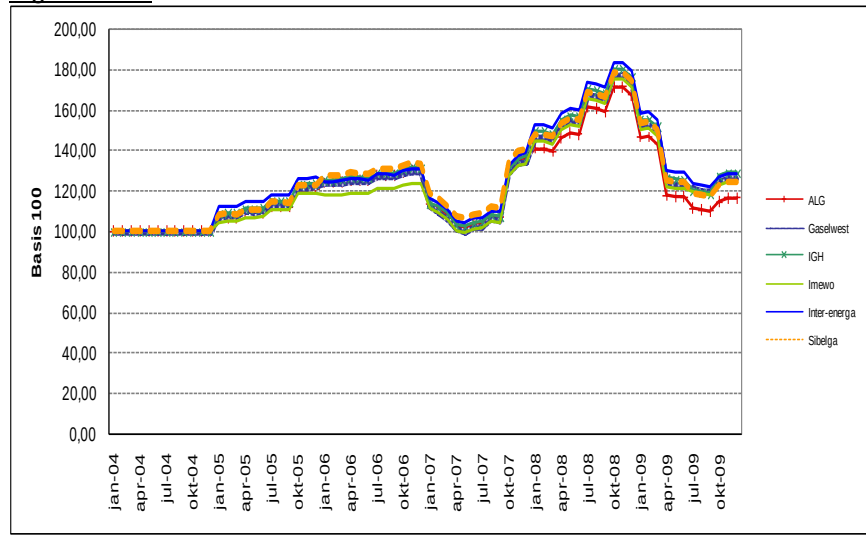
Figuur 17.2. T1 – 01/2004=100



Figuur 17.3. T2 – €/MWh



Figuur 17.4. T2 – 01/2004=100



IV. EVOLUTIE 2008-2009

IV.1. Elektriciteit

71. Zoals men kan vaststellen in de grafieken 1.1 tot en met 1.12, is de prijs aan de eindgebruiker gedaald ten opzichte van december 2008 voor alle typeklanten, alle distributienetbeheerders en alle leveranciers. De grootste oorzaak van deze evolutie is te wijten aan de daling van de indexen in de leveranciersprijs. Het wegvallen van de Elia-heffing heeft een versterkend effect van deze daling voor de Vlaamse distributienetbeheerders. Deze daling wordt gedeeltelijk gecompenseerd door de hogere federale bijdrage, de hogere bijdragen voor hernieuwbare energie en WKK en goedgekeurde distributietarieven 2009-2012 voor Imewo, Gaselwest, IEH en Sibelga. De grootste effecten zullen besproken worden voor de residentiële en professionele klanten.

IV.1.1 Residentiële klanten

72. Ten opzichte van december 2009 is de leveranciersprijs gedaald met 22,52% voor Luminus en met 26,02% voor Electrabel in Vlaanderen voor een Dc klant. Deze daling is in de eerste plaats te wijten aan de evolutie van de indexen. Daarnaast is de eenheidsprijs voor gratis KWh gestegen wat een grotere korting voor de klanten betekent. Tenslotte heeft Electrabel in februari 2009 zijn tarief verlaagd met 2,00%³⁸. Voor Waalse klanten is de leveranciersprijs gedaald met 18,24% bij Electrabel en met 16,36% bij Luminus. Voor een Db en Dc1 klant kan men dezelfde trends waarnemen. De leveranciersprijs is namelijk gebaseerd op dezelfde parameters, zijnde Ne, Nc en Iem.

Indexen	dec-08	jan-09	feb-09	mrt-09	apr-09	mei-09	jun-09	jul-09	aug-09	sep-09	okt-09	nov-09	dec-09
Ne	1,55	1,55	1,55	1,54	1,54	1,54	1,53	1,53	1,52	1,53	1,53	1,53	1,53
Nc	2,40	2,11	1,72	1,48	1,34	1,39	1,43	1,41	1,41	1,42	1,44	1,41	1,41
Iem	2,48	2,44	2,22	2,11	1,99	1,81	1,60	1,45	1,43	1,39	1,38	1,38	1,38

Indexen	dec-08	jan-09	feb-09	mrt-09	apr-09	mei-09	jun-09	jul-09	aug-09	sep-09	okt-09	nov-09	dec-09
Ne	100,00	99,95	99,61	99,27	98,96	98,91	98,63	98,38	98,13	98,30	98,54	98,75	98,75
Nc	100,00	87,81	71,44	61,49	55,62	57,92	59,44	58,77	58,81	59,01	59,77	58,60	58,60
Iem	100,00	98,46	89,41	85,09	80,43	73,16	64,76	58,63	57,56	56,30	55,70	55,70	55,70

³⁸ Het tarief Energy Plus ELEC 35 is gewijzigd van $59,28 \cdot Ne$ naar $58,09 \cdot Ne$ voor de vaste term. De proportionele term is gewijzigd:

- van $3,153 \cdot Ne + 1,698 \cdot Nc$ naar $3,090 \cdot Ne + 1,664 \cdot Nc$ voor de piekuren;
- van $0,808 \cdot Ne + 1,396 \cdot Nc$ naar $0,792 \cdot Ne + 1,368 \cdot Nc$ voor de daluren.

Het tarief Energyplus ELEC 20 maakt dezelfde evolutie door.

73. In januari 2009 waren er nog geen goedgekeurde distributienettarieven voor de periode 2009-2012. Daarom werden de tarieven voor 2008 verlengd voor alle distributienetbeheerders. Vanaf juli 2009 waren er goedgekeurde tarieven voor de regulatoire periode 2009-2012 voor Imewo en Gaselwest. Vanaf oktober 2009 was dit ook voor Sibelga en IEH.

De goedgekeurde tarieven voor 2009-2012 zijn bepaald op basis van het Koninklijk Besluit van 2 september 2008. De invoering van dit nieuwe Koninklijke Besluit brengt een belangrijke stijging van de distributienettarieven met zich mee. Enkele oorzaken hiervan zijn:

- de hoge Bètafactor voor de berekening van de billijke vergoeding
- afschrijvingen op meerwaarden
- X-factor wordt enkel toegepast op de beheersbare kosten

Daarnaast stijgen de tarieven van de Waalse, Vlaamse en Brusselse gemengde distributienetbeheerders door stijgende kosten van:

- openbare dienstverplichtingen
- *embedded costs*:
- netverliezen
- negatieve overdrachten (Bonus-Malus 2007)

Voor Imewo en Gaselwest is er een stijging van 14,00% voor een Dc klant. Voor IEH een stijging van 18,30% en voor Sibelga een stijging van 11,50%. Voor een Db klant loopt de stijging op tot 19,00% voor Imewo en Gaselwest, 21,10% voor IEH en 14,10% voor Sibelga.

74. Vanaf januari 2009 wordt de Elia heffing niet langer gefactureerd door de Vlaamse distributienetbeheerders. Dit brengt een daling van de heffingen met zich mee van € 3,71/MWh voor Gaselwest, € 3,523/MWh voor Imewo en € 4,91/MWh voor Inter-Energa. Daarnaast is echter de federale bijdrage gestegen van € 2,20/MWh naar € 2,60/MWh.

75. Ter illustratie wordt een voorbeeld uitgewerkt van een DC typeklant die woont in het distributiegebied van Imewo en een Luminus klant is. De prijs aan de eindgebruiker in december 2009 is gedaald met 9,27% ten opzichte van december 2008. Deze daling is in de eerste plaats te wijten aan de evolutie van de indexen, maar wordt gedeeltelijk gecompenseerd door de hogere distributienettarieven.

€/MWh	Dc - Imewo - Luminus
183,55	prijs aan de eindgebruiker december 2008
-18,27	variantie door evolutie indexen en prijs gratis kWh
0,74	variantie door hogere bijdragen voor hernieuwbare energie en WKK
0,04	variantie door hogere transmissienettarieven
6,42	variantie door hogere distributienettarieven
-2,99	variantie door wegvallen Elia-heffing en hogere federale bijdrage
-2,95	variantie door BTW
166,54	prijs aan de eindgebruiker december 2009

IV.1.2 Professionele klanten

76. Ib en Ic typeklanten zijn professionele klanten die beleverd worden in laagspanning. Zij maken dezelfde evolutie door als residentiële klanten op het vlak van de leveranciersprijs. Hun leveranciersprijs is immers gebaseerd op dezelfde parameters. Zo ondergaat een Ib klant een daling van 18,03% bij Electrabel en 22,82% bij Luminus. Voor een Ic klant is deze evolutie -16,12% bij Electrabel en -21,68% bij Luminus.

77. Ic1 typeklanten ondergaan echter een grotere evolutie op de leveranciersprijs. Dit is te wijten aan de indexen Endex 126 (bij Luminus) en EBlq (bij Electrabel).

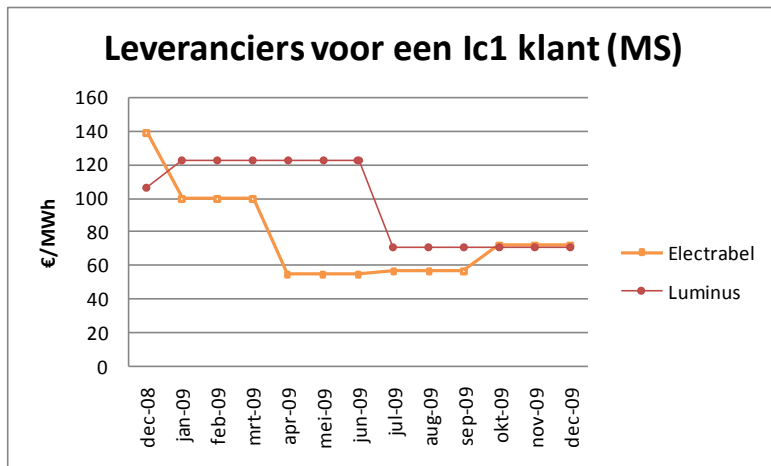
De index EBlq geeft de evolutie weer van de *forward* elektriciteitsprijzen voor de Belgische groothandelsmarkt. De waarde van de EBlq-index³⁹ in trimester Q, is het gemiddelde van de *forward* prijzen in Q-1 op de Endex energiemarkt. Middenspanningsklanten hebben dus een prijs die de evoluties op de korte tot de middellange termijn van de energiemarkt volgen. Een fluctuerende prijs is hierbij kenmerkend en afvlakking (zoals bij de Ne en Nc) komt minder voor.

De Endex 126⁴⁰ is een index die afhankelijk is van de *forward* prijs op de groothandelsmarkt. Er zit echter een vertragend effect op de Endex 126 ten opzicht van de EBlq. Dit komt omdat de Endex 126 een gemiddelde is van de *forward* prijzen op de energiemarkt van de derde maand voorafgaand aan de periode van de Endex notering.

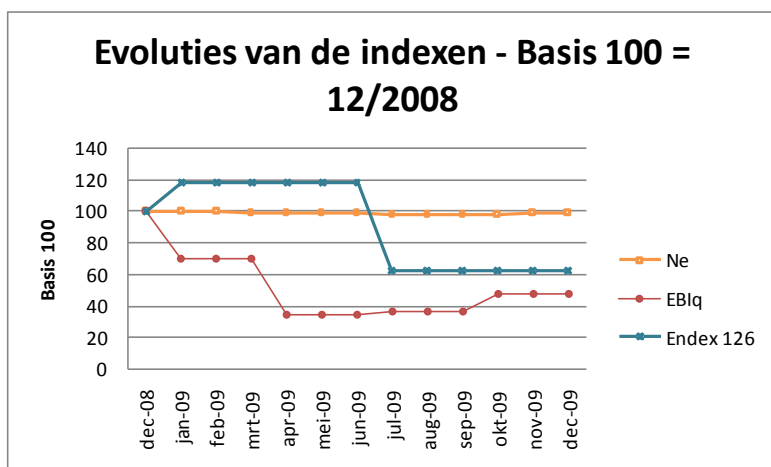
³⁹ De EBlq-index voor januari-maart 2009 is het gemiddelde van de dagelijkse *settlement* prijzen van 15 november 2008 tot en met 14 december 2008 op de Belgische energiemarkt.

⁴⁰ De Endex-waarde voor januari-juni 2009 is het gemiddelde van de *settlement* prijzen van oktober 2008 op de Belgische energiemarkt.

Ten opzichte van december 2008 is de leveranciersprijs gedaald met 48,54% bij Electrabel en met 33,41% bij Luminus in december 2009.

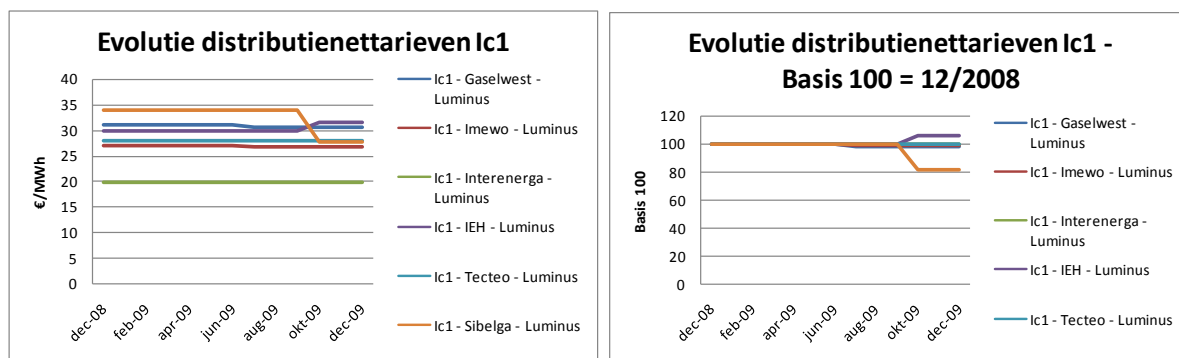


De sterkere daling van de Electrabel prijs is te wijten aan de index EBlq. Deze is immers een prijs per kwartaal en volgt sneller de evoluties op van de energiemarkt dan de Endex 126. Deze heeft immers een vaste waarde per semester.



78. Net zoals bij de residentiële klanten, waren er in januari 2009 nog geen goedgekeurde distributienettarieven voor de periode 2009-2012. Daarom werden de tarieven voor 2008 verlengd voor alle distributienetbeheerders. Vanaf juli 2009 waren er goedgekeurde tarieven voor 2009 voor Imewo en Gaselwest. Vanaf oktober 2009 was dit ook voor Sibelga en IEH. Ib en Ic typeklanten hebben dezelfde tarieven als residentiële klanten aangezien ze allen laagspanningsklanten zijn. Dezelfde evoluties zijn dus merkbaar. Voor een Ib klant of een Ic klant betekent dit een stijging van 17,00% bij Gaselwest, 14,00% bij Imewo, 12,00% bij IEH en 6,00% bij Sibelga.

Een Ic1 klant is echter een middenspanningsklant en heeft dus een ander distributienettarief dan de laagspanningsklanten. Hierdoor maakt deze ook een andere evolutie door. Voor IEH betekent dit een stijging van 5,87%. Bij Imewo en Gaselwest is er een lichte daling merkbaar (2,00%). Bij Sibelga loopt deze daling echter op tot 18,41%.



79. Net zoals bij de residentiële klanten, wordt ter illustratie een voorbeeld uitgewerkt van een Ic1 typeklant die woont in het distributiegebied van Sibelga en een Electrabel klant is. De prijs aan de eindgebruiker in december 2009 is gedaald met 37,5% ten opzichte van december 2008. Deze daling is in de eerste plaats te wijten aan de evolutie van de indexen en wordt verstrekt door de lagere distributienettarieven.

€/MWh	Ic1 - Sibelga - Electrabel
194,16	prijs aan de eindgebruiker december 2008
-67,43	variantie door evolutie indexen
0,08	variantie door hogere transmissienettarieven
-6,25	variantie door lagere distributienettarieven
0,82	variantie door hogere federale bijdrage
121,38	prijs aan de eindgebruiker december 2009

IV.2. Aardgas

80. Zoals men kan vaststellen in de grafieken 11.1 tot en met 11.16, is de prijs aan de eindgebruiker gedaald ten opzichte van december 2008 voor alle typeklanten, alle distributienetbeheerders en alle leveranciers. De grootste oorzaak van deze evolutie is te wijten aan de daling van de indexen in de leveranciersprijs. Deze daling wordt gedeeltelijk teniet gedaan door de hogere federale bijdrage, de hogere toeslag beschermde klanten en nieuwe distributienettarieven voor Imewo, Gaselwest, IEH en Sibelga. De grootste effecten zullen besproken worden voor de residentiële en professionele klanten.

IV.2.1. Residentiële klanten

81. Ten opzichte van december 2009 is de leveranciersprijs gedaald met 33,00% voor Luminus en met 32,76% voor Electrabel voor een T1 klant. Deze daling is te wijten aan de evolutie van de indexen. Voor een T2 klant kan men dezelfde trends waarnemen. De leveranciersprijs is namelijk gebaseerd op dezelfde parameters, namelijk Igd, Gpi en Igm. De daling kan oplopen tot 44,00% voor een T2 klant.

indexen	dec-08	jan-09	feb-09	mrt-09	apr-09	mei-09	jun-09	jul-09	aug-09	sep-09	okt-09	nov-09	dec-09
Igd	1,685	1,6864	1,6853	1,6775	1,6699	1,6622	1,6602	1,6531	1,6474	1,6415	1,6442	1,6484	1,6519
Gpi	2,048	1,6674	1,6718	1,6073	1,1516	1,1425	1,1356	1,0366	1,0221	1,012	1,0964	1,1279	1,1279
Igm	1,7555	1,383	1,3874	1,3228	0,8385	0,8295	0,8225	0,724	0,709	0,6989	0,7911	0,8227	0,8227

indexen	dec-08	jan-09	feb-09	mrt-09	apr-09	mei-09	jun-09	jul-09	aug-09	sep-09	okt-09	nov-09	dec-09
Igd	100,00	100,08	100,02	99,55	99,10	98,65	98,53	98,11	97,77	97,42	97,58	97,83	98,04
Gpi	100,00	81,42	81,63	78,48	56,23	55,79	55,45	50,62	49,91	49,41	53,54	55,07	55,07
Igm	100,00	78,78	79,03	75,35	47,76	47,25	46,85	41,24	40,39	39,81	45,06	46,86	46,86

82. In januari 2009 waren er nog geen goedgekeurde distributenettarieven voor de periode 2009-2012. Daarom werden de tarieven voor 2008 verlengd voor alle distributienetbeheerders. Vanaf juli 2009 waren er goedgekeurde tarieven voor 2009-2012 voor Imewo en Gaselwest. Vanaf oktober 2009 was dit ook voor Sibelga en IEH.

De goedgekeurde tarieven voor 2009-2012 zijn bepaald op basis van het Koninklijk Besluit van 2 september 2008. De invoering van dit nieuwe Koninklijke Besluit brengt belangrijke stijgingen van de distributenettarieven met zich mee. Daarnaast stijgen de tarieven van de Waalse, Vlaamse en Brusselse gemengde distributienetbeheerders door stijgende kosten van:

- openbare dienstverplichtingen
- *embedded costs*:
- netverliezen
- negatieve overdrachten (Bonus-Malus 2007)

Bij Gaselwest is dit een stijging van 10,21% voor een T1 klant en bij Imewo 7,41%. Voor IGH een stijging van 3,91% en voor Sibelga een stijging van 1,95%. Voor een T2 klant loopt de stijging op tot 13,00% voor Imewo en Gaselwest, 13,39% voor IEH en 2,30% voor Sibelga.

83. De daling van de prijs aan de eindgebruiker wordt gedeeltelijk gecompenseerd door hogere heffingen. De federale bijdrage is gestegen van € 0,1151/MWh naar € 0,1511/MWh. Daarnaast is de toeslag beschermde klanten gestegen met € 0,0845/MWh naar € 0,2415/MWh.

84. Onderstaand overzicht illustreert de evolutie van de prijs voor een T2 typeklant in Gaselwest gebied die een contract heeft afgesloten met Electrabel. Zijn prijs is gedaald met 29,18% in december 2009 ten opzichte van het jaar daarvoor. Deze daling is in de eerste plaats te wijten aan de lagere indexen in de leveranciersprijs.

€/MWh	T2 - Gaselwest - Electrabel
73,24	prijs aan de eindgebruiker december 2008
-19,30	variantie door evolutie indexen
1,52	variantie door hogere distributienettarieven
0,12	variantie door hogere heffingen
-3,72	variantie door BTW
51,87	prijs aan de eindgebruiker december 2009

IV.2.2. Professionele klanten

85. Een typeklant T3 is een tertiaire afnemer die net dezelfde evoluties op het vlak van de leveranciersprijs doormaakt als T1 en T2 typeklanten. De leveranciersprijs is immers gebaseerd op dezelfde parameters, namelijk Igd, Igm en Gpi. Zo is de prijs in december 2009 ongeveer 44% goedkoper als dezelfde periode een jaar voordien. Dit is zowel voor Electrabel als Luminus.

Een T4 klant wordt bij Luminus ook gefactureerd op basis van de indexen Igm en Igd, net zoals de typeklanten T1, T2 en T3. Zo is de leveranciersprijs voor een T4 klant bij Luminus ook 44,61% lager in de december 2009 ten opzichte van december 2008.

Een T4 klant bij Electrabel wordt gefactureerd op basis van de indexen Grp en Igd. Dit in tegenstelling tot T1-T3 klanten die gebruik maken van de indexen Igd en Gpi. Desondanks maakt een T4 klant dezelfde evolutie door als een T3 klant; namelijk een daling van 43,85%. De index Grp⁴¹ volgt dezelfde trend als de Gpi⁴². Dit wordt aangetoond in onderstaand overzicht.

⁴¹ Grp (Gas reference price) is een parameter geldig voor hoge druk (> 400 MWh/jaar) bij Electrabel. De Grp geeft de evolutie van de bevoorradingskosten weer voor de verkoop van aardgas. $Grp = -2,00 + 0,25HUB + 0,0468GOL603$.

⁴² Gpi (Gas price index) is een parameter die Electrabel gebruikt voor lage druk (< 400 MWh/jaar). De Gpi geeft de evolutie weer van de bevoorradingskosten voor de verkoop van aardgas.

indexen	dec-08	jan-09	feb-09	mrt-09	apr-09	mei-09	jun-09	jul-09	aug-09	sep-09	okt-09	nov-09	dec-09
Igd	1,6850	1,6864	1,6853	1,6775	1,6699	1,6622	1,6602	1,6531	1,6474	1,6415	1,6442	1,6484	1,6519
Gpi	2,0480	1,6674	1,6718	1,6073	1,1516	1,1425	1,1356	1,0366	1,0221	1,0120	1,0964	1,1279	1,1279
Igm	1,7555	1,3830	1,3874	1,3228	0,8385	0,8295	0,8225	0,7240	0,7090	0,6989	0,7911	0,8227	0,8227
Grp	37,8055	29,7325	29,8261	28,4559	18,7893	18,5974	18,4495	16,3497	16,0412	15,8277	17,7837	18,4529	18,4529

indexen	dec-08	jan-09	feb-09	mrt-09	apr-09	mei-09	jun-09	jul-09	aug-09	sep-09	okt-09	nov-09	dec-09
Igd	100,00	100,08	100,02	99,55	99,10	98,65	98,53	98,11	97,77	97,42	97,58	97,83	98,04
Gpi	100,00	81,42	81,63	78,48	56,23	55,79	55,45	50,62	49,91	49,41	53,54	55,07	55,07
Igm	100,00	78,78	79,03	75,35	47,76	47,25	46,85	41,24	40,39	39,81	45,06	46,86	46,86
Grp	100,00	78,65	78,89	75,27	49,70	49,19	48,80	43,25	42,43	41,87	47,04	48,81	48,81

86. Net zoals bij elektriciteit, waren er pas goedgekeurde tarieven voor de periode 2009-2012 voor Imewo en Gaselwest in juli 2009. Vanaf oktober 2009 was dit ook voor Sibelga en IEH.

Net zoals bij de residentiële klanten, zijn de distributienettarieven gestegen. Bij Gaselwest is dit een stijging van 14,34% voor een T3 klant en bij Imewo 16,48%. Voor IGH een stijging van 22,74% en voor Sibelga een stijging van 5,75%. Voor een T4 klant loopt de stijging op tot 7,57% voor Gaselwest en 6,09% voor Imewo, 3,61% voor IEH en 25,14% voor Sibelga.

87. De daling van de prijs aan de eindgebruiker wordt gedeeltelijk gecompenseerd door hogere heffingen. De federale bijdrage is gestegen van € 0,1151/MWh naar € 0,1511 /MWh. Daarnaast is de toeslag beschermde klanten gestegen met € 0,0845/MWh naar € 0,2415/MWh.

88. Onderstaand overzicht illustreert de evolutie van de prijs voor een T4 typeklant in IGH gebied die een contract heeft afgesloten met Luminus. Zijn prijs is gedaald met 38,86% in december 2009 ten opzichte van het jaar daarvoor. Deze daling is in de eerste plaats te wijten aan de evolutie van de indexen in de leveranciersprijs. Dit wordt gedeeltelijk gecompenseerd door de hogere distributienettarieven en de hogere heffingen.

€/MWh	T4 - IGH - Luminus
50,94	prijs aan de eindgebruiker december 2008
-20,05	variantie door evolutie indexen
0,13	variantie door hogere distributienettarieven
0,12	variantie door hogere heffingen
31,15	prijs aan de eindgebruiker december 2009

V. VOORNAAMSTE BESLUITEN

V.1. Elektriciteit

89. De grote tendensen die uit de evolutie van de diverse componenten voor elektriciteit bij de onderzochte DNB's en typeklanten naar voor komen (zie blz. 2 en 4), zijn de volgende:

- De prijs bereikte in november 2008 zijn hoogste historische peil sinds juli 2003.
- De belangrijkste componenten die aan de basis van de prijsevolutie liggen, zijn de volgende:

1. De leveranciersprijs (energieprijs).

De prijs aan de eindgebruiker wordt in de eerste plaats beïnvloed door de leveranciersprijs. De leveranciersprijs stond in november 2008 op zijn hoogste punt. In december 2009 is de leveranciersprijs bij Luminus gemiddeld 7% hoger dan in juli 2003, uitgezonderd de typeklanten Ib en Ic (daling kan oplopen tot -20%).

Bij Electrabel is de leveranciersprijs gemiddeld 20% duurder dan in juli 2003, behalve voor typeklanten Db, Ic en Ic1 waarbij de stijging kan oplopen tot 40%.

De prijsevoluties zijn afhankelijk van de indexen en wijzigingen in de tariefformules.

2. Het distributienettarief.

- De stijgingen tijdens de onderzochte periode (2003-2009) kunnen tot 35% gaan voor de afnemers van LS van de DNB's in Vlaanderen. In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ligt de stijging van het distributienettarief voor LS in dezelfde orde van grootte als die in Vlaanderen, maar is ze veeleer het gevolg van een zeer hoge toename van de kosten van de ODV tussen 2006 en 2007. De twee DNB's in het Waals Gewest vertonen geen tariefstijging gedurende heel deze periode (standvastigheid bij IEH en daling bij Tecteo).
- Ondanks de stijging van de kosten van de ODV opgelegd door de gewesten en de kosten voor de ondersteunende diensten, konden bij de meeste DNB's tot in 2007 tariefdalings in LS in stand gehouden worden.

Deze dalingen maakten het mogelijk de stijgingen van de leveranciersprijs (energieprijs) te matigen. Nog versterkt door de toename van de kosten van de ondersteunende diensten en de ODV, zijn de gevolgen die de CREG aan de arresten van het Hof van Beroep gaf tot uiting gekomen in belangrijke tariefstijgingen tussen 2007 en 2008. De goedgekeurde tarieven 2009 vormen de tarieven voor het eerste jaar van de meerjaren periode 2009-2012 en kwamen tot stand op basis van het Koninklijk Besluit van 2 september 2008.

- In MS, waar de kosten van de ODV en de ondersteunende diensten minder hoog zijn dan in LS, zijn de distributienettarieven in 5 van de zes distributiezones onder hun peil van juli 2003 gebleven. Enkel Inter-Energa zit in december 2009 boven het niveau van juli 2003.

3. De openbare heffingen en de bijdragen voor hernieuwbare energie en WKK.

Deze zijn niet te verwaarlozen in de stijging van de prijs aan de eindverbruiker. De federale bijdrage en de bijdragen voor hernieuwbare energie en WKK nemen jaarlijks toe en dragen zo bij in de stijging van de prijs aan de eindverbruiker.

V.2. Aardgas

90. De grote tendensen die uit de evolutie van de diverse componenten voor aardgas bij de onderzochte DNB's en typeklanten naar voor komen (zie blz. 2 en 4), zijn de volgende:

- De prijs bereikte in november 2008 zijn hoogste historische peil sinds juli 2003.
- De belangrijkste componenten die aan de basis van de prijsevolutie liggen, zijn de volgende:

1. De leveranciersprijs (energieprijs).

De prijsevolutie wordt voornamelijk bepaald door de evolutie van de leveranciersprijs (energieprijs). De stijging van deze component tijdens de onderzochte periode variëren van 50% tot 70% bij Electrabel en Luminus. Aan de basis van deze stijging ligt de evolutie van de indexen en wijzigingen in tariefformules.

2. Het distributienettarief.

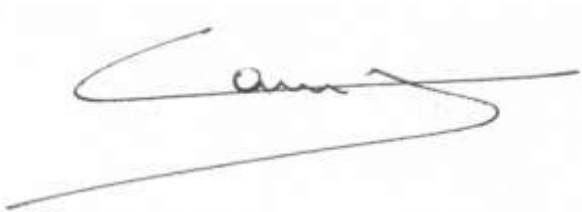
In tegenstelling tot wat het geval is voor elektriciteit, noteert men geen belangrijke stijging van het distributienettarief voor aardgas tijdens de periode 2004-2009, behalve voor typeklant T1 (+ 40 %). De tarieven hadden in 2007 wel hun laagste peil bereikt en klommen in 2008 tot hun peil van 2004 onder invloed van de uitspraken van het Hof van beroep, de dading met een aantal DNB's, de daling van de overdrachten, de stijging van de OLO-rentevoet en het voortzetten van de investeringen om de netten uit te breiden. Distributienetbeheerders met goedgekeurde tarieven 2009 laten hun prijs weer stijgen in 2009-2012. De goedgekeurde tarieven 2009 vormen de tarieven voor het eerste jaar van de meerjaren periode 2009-2012 en kwamen tot stand op basis van het Koninklijk Besluit van 2 september 2008.

3. De openbare heffingen

De openbare heffingen spelen een beperktere rol in de stijging van de prijs aan de eindverbruiker. In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest halen de openbare heffingen echter een vrij hoog peil. Dat is te wijten aan de wegenisretributie, die er ongeveer zeven maal hoger ligt dan in de overige gewesten van het land. De invloed van deze retributie op het tarief is er bijzonder sterk voelbaar voor de grote afnemers.

~~~~~

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



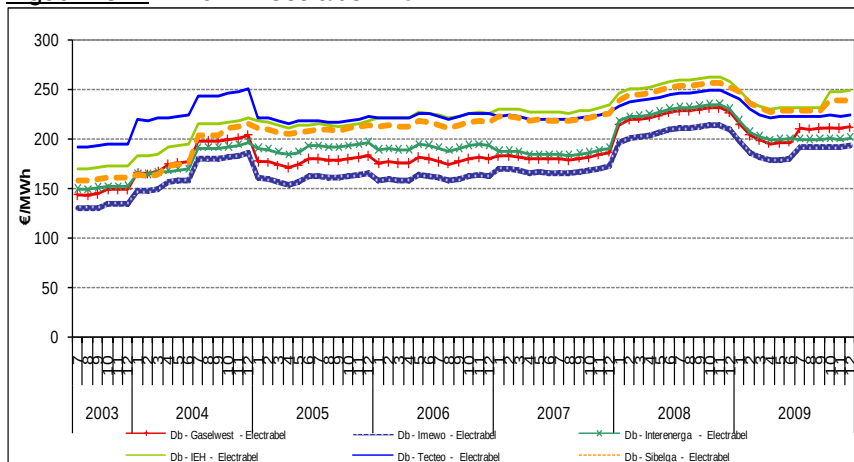
Guido Camps  
Directeur



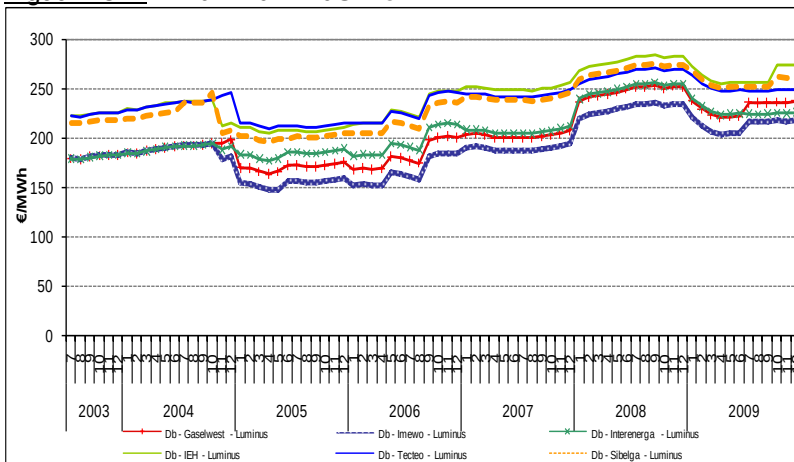
François Possemiers  
Voorzitter van het Directiecomité

## BIJLAGE 1 – ELEKTRICITEIT – EVOLUTIE VAN DE PRIJS AAN DE EINDGEBRUIKER - €/MWh

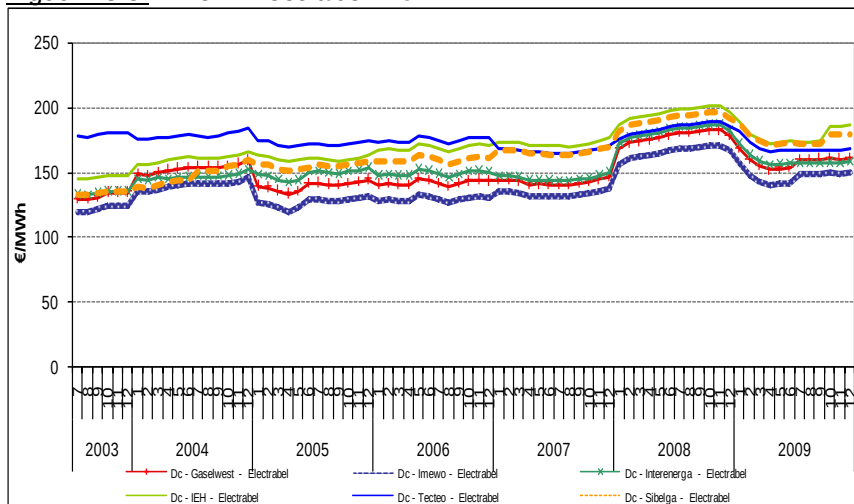
Figuur 18.1. – Db – Electrabel – €/MWh



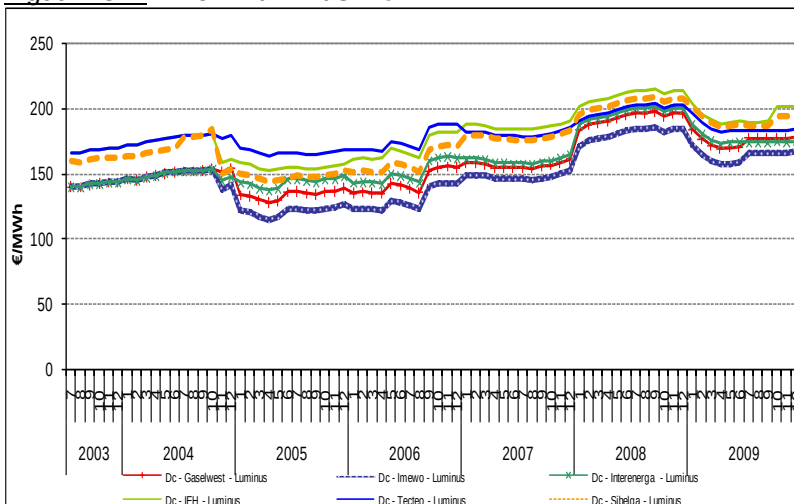
Figuur 18.2. – Db – Luminus – €/MWh



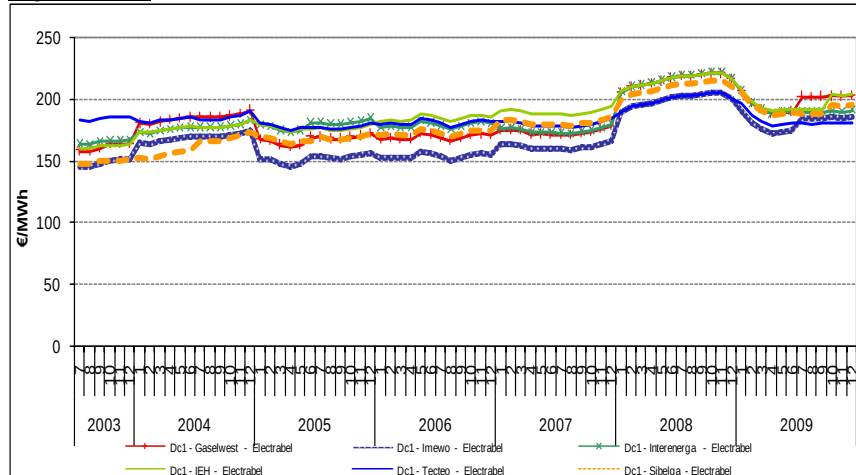
Figuur 18.3. – Dc – Electrabel – €/MWh



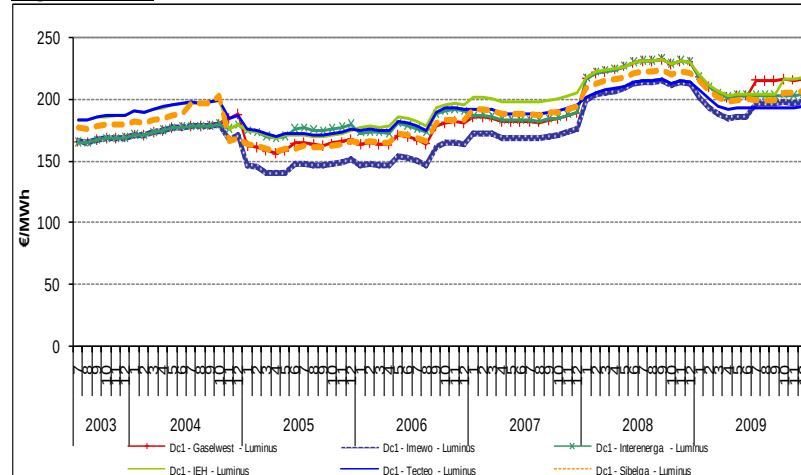
Figuur 18.4. – Dc – Luminus – €/MWh



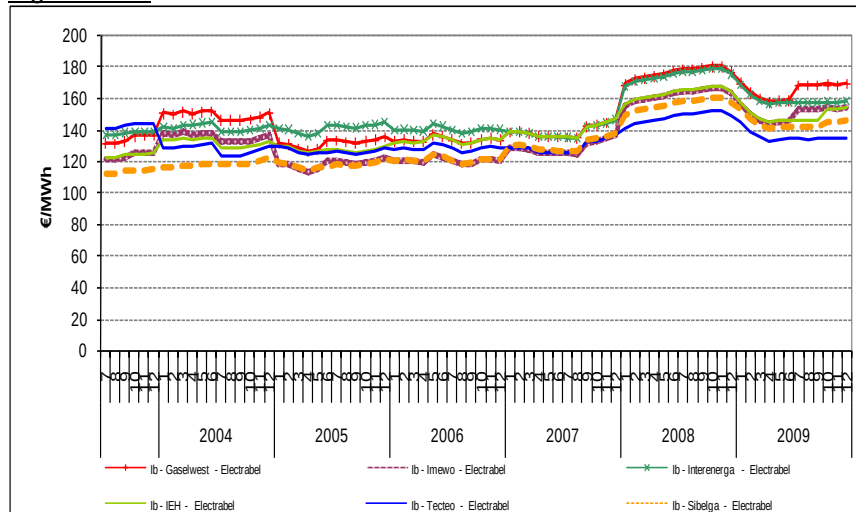
Figuur 18.5. –Dc1 – Electrabel – €/MWh



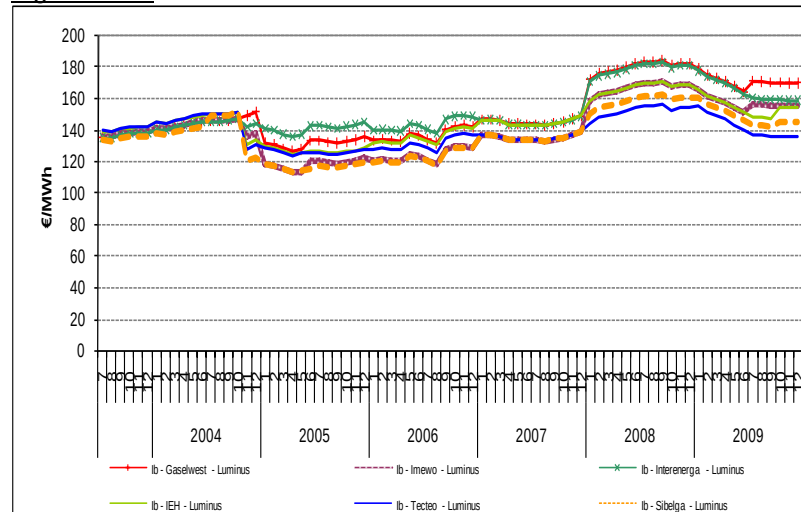
Figuur 18.6. –Dc1 – Luminus – €/MWh



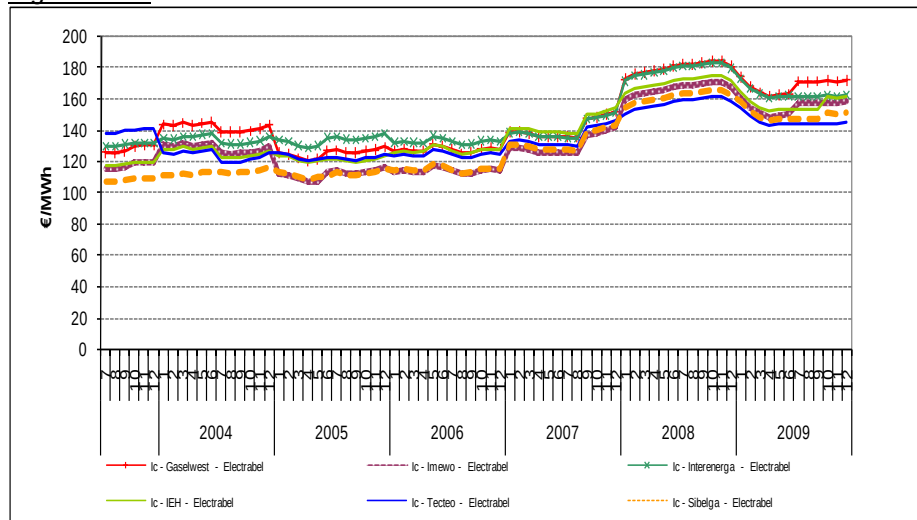
Figuur 18.7. –Ib – Electrabel – €/MWh



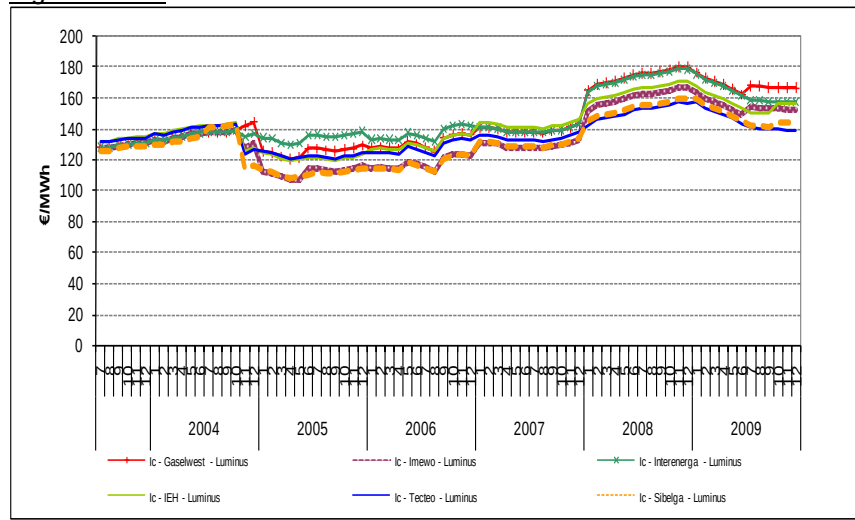
Figuur 18.8. –Ib – Luminus – €/MWh



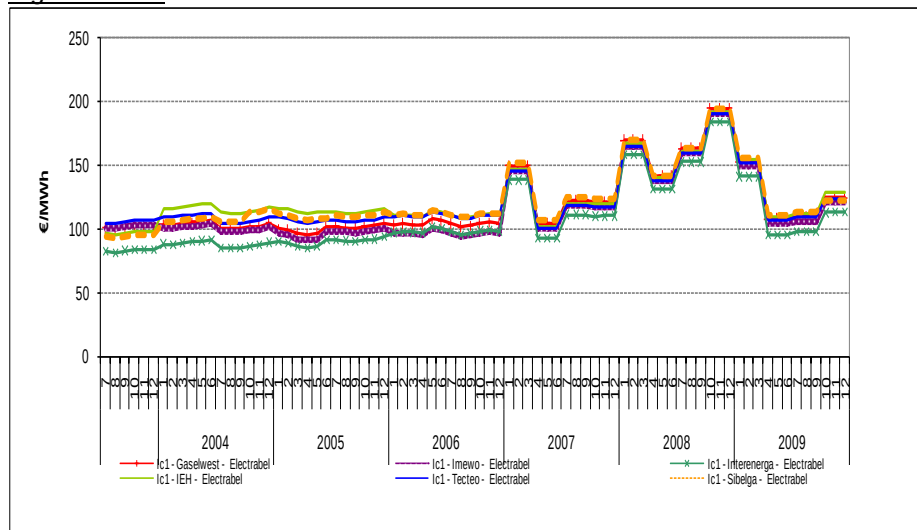
**Figuur 18.9. – Ic – Electrabel – €/MWh**



**Figuur 18.10. – Ic – Luminus – €/MWh**



**Figuur 18.11. – Ic1 – Electrabel – €/MWh**



**Figuur 18.12. – Ic1 – Luminus – €/MWh**

