

Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit
en het Gas

I - ELEKTRICITEIT
**distributienet- en
transmissienettarieven 2006**

Persconferentie 18-01-2006

Guido Camps
Directeur Controle prijzen en rekeningen
op de elektriciteitsmarkt

Inhoudstafel

1. Transmissie

- Algemene vaststellingen
- Vooruitzichten
- De cijfers

2. Distributie

- Distributietarieven
 - Algemene vaststellingen
 - Vlaanderen
 - Wallonië
 - Brussels Hoofdstedelijk gewest
- Benchmarking

3. Captieve markt

4. Belastingen en heffingen

5. Evolutie van de componenten van de elektriciteitsprijs tussen 2000 en 2006

Transmissienettarieven 2006 - Algemene vaststellingen

- **De tariefevolutie**

- Vijfde opeenvolgende daling in 2006.
- Ten overstaan van tariefniveau 2005 bedraagt de daling 8 tot 10%.
Uitzondering hierop vormen de afnemers die van de aanwezigheid van lokale productie kunnen beschikken, waarvoor een meer kostenreflectieve tarivering wordt ingevoerd. Zij dragen nu meer bij voor de ondersteunende diensten en leveren gemiddeld de helft van hun vroegere voordeel in.
- Ten overstaan van de pré-reguleringsperiode bedraagt de gecumuleerde vermindering van de tarieflast voor de afnemers reeds 47 tot 49%.
- Voor de toegangsverantwoordelijken is er een aangepast *balancingsysteem* voor het herstel van hun evenwicht door Elia. De omvang van de verwachte jaarlastdaling hangt af van de concrete marktfactoren.

- **Tegenvallers**

- De gestegen energieprijs zelf (de *commodity* is kostcomponent van de ondersteunende diensten voor het beheer van het transmissienet)

- **Meevallers**

- De notionele intrestafstrek (de billijke winstmarge is een nettovergoeding)
- De dalende OLO-rente (basis voor de risicovrije component van de billijke vergoeding voor de door de netbeheerder in het net Geïnvesteerde Kapitalen)

Transmissienettarieven 2006 – Vooruitzichten 2007

Mits een gelijkblijvende wetgeving mag de verderzetting van de neerwaartse trend verwacht worden:

- hogere overdrachten uit vorige exploitatiejaren
- verder dalende OLO-rente
- Stijging van de *commodity*-prijs van de energie is over de piek heen

Transmissienettarieven in 2006 – De cijfers

Tussen 2005 en 2006, is de daling van de tarieven het gevolg van zowel de beheersing van de kosten die aan de grondslag liggen van de tarieven als van de nauwgezette controle op mogelijke opbrengsten en de in aanmerking te nemen volumes.

Aan de kostenzijde is een daling van de onderliggende financiële kosten, van de ondersteunende diensten en van de billijke vergoeding het meest opvallend.

Aan de opbrengstenzijde werd rekening gehouden met een licht verhoogd volume uit een meer kostenreflectieve facturatie bij lokale productie enerzijds en met een hogere overdracht uit de exploitatiejaren, niet enkel 2003 maar ook 2004.

De gebruikers van het transmissienet zullen in 2006 **22.799.000,00 EUR minder** moeten bijdragen.

Transmissienettarieven in 2006 – De cijfers

Hoe evolueert de tarieflast voor een afnemer in 2006 ten overstaan van 2005?

Deze kostenvergelijking vindt plaats op basis van de gesimuleerde jaarafname van klanten met een gelijkaardig afnameprofiel. Hierna volgen de klantprofielen van drie typeklanten (Eurostat definitie)

Typeklant	Spanningsniveau	Vermogenspiek	Energie verbruik (GWh)	Gebruiksduur (h)
1	380/220/150 kV	75	420	5600
2	Transf 70/36/30 kV	25	145	5800
3	70/36/30 kV	2,5	13,5	5400

Evolutie ten overstaan van 2001

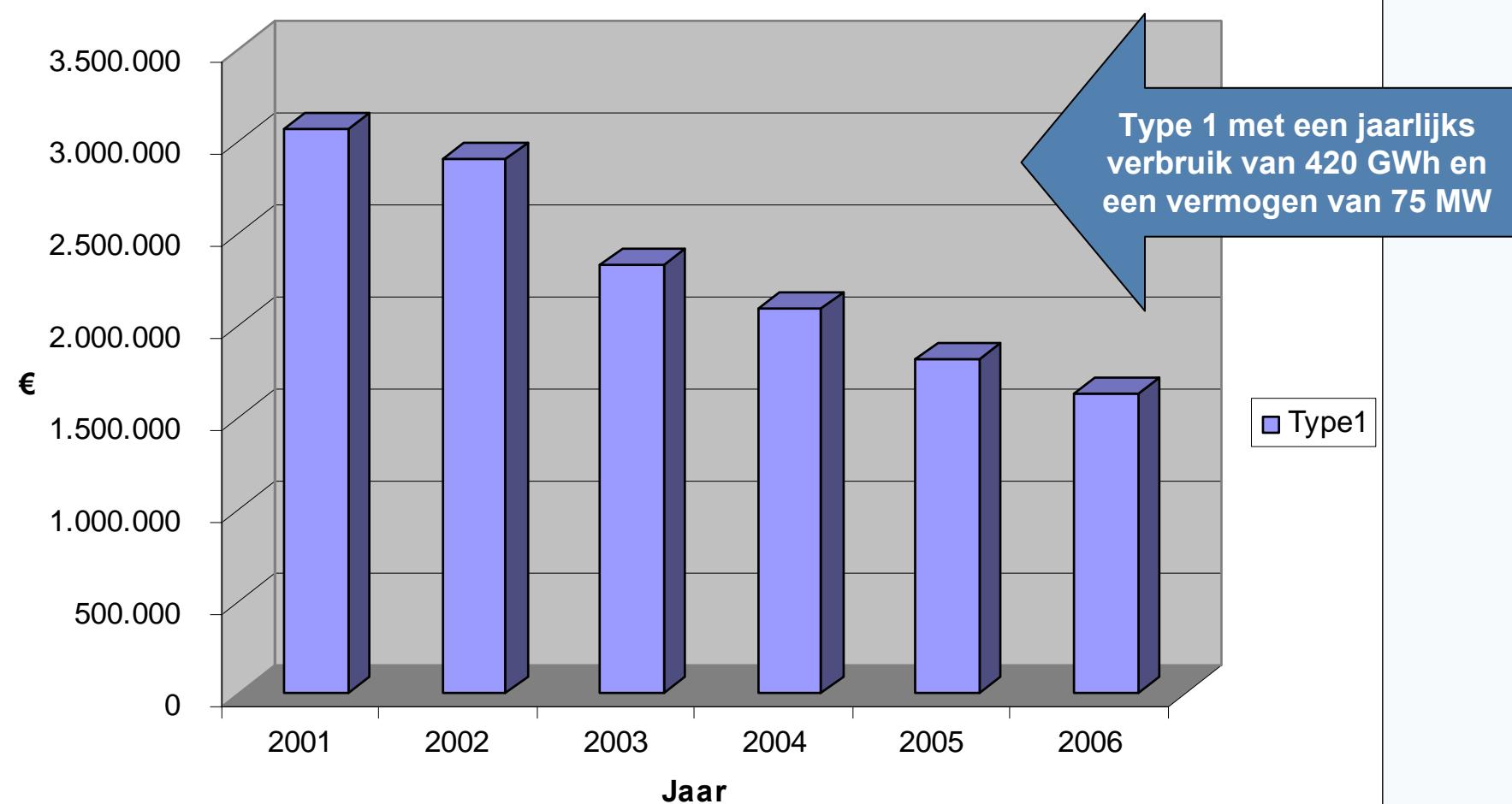
- 5%

- 24%

- 32%

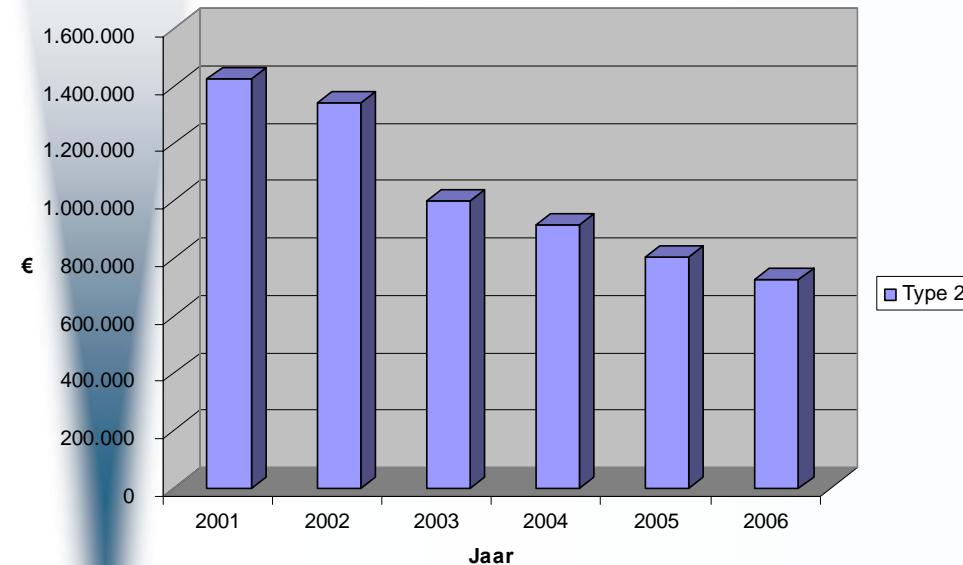
- 42%

- 47%



Transmissienettarieven in 2006

Evolutie t.o.v. 2001 -6% -30% -36% -44% -49%

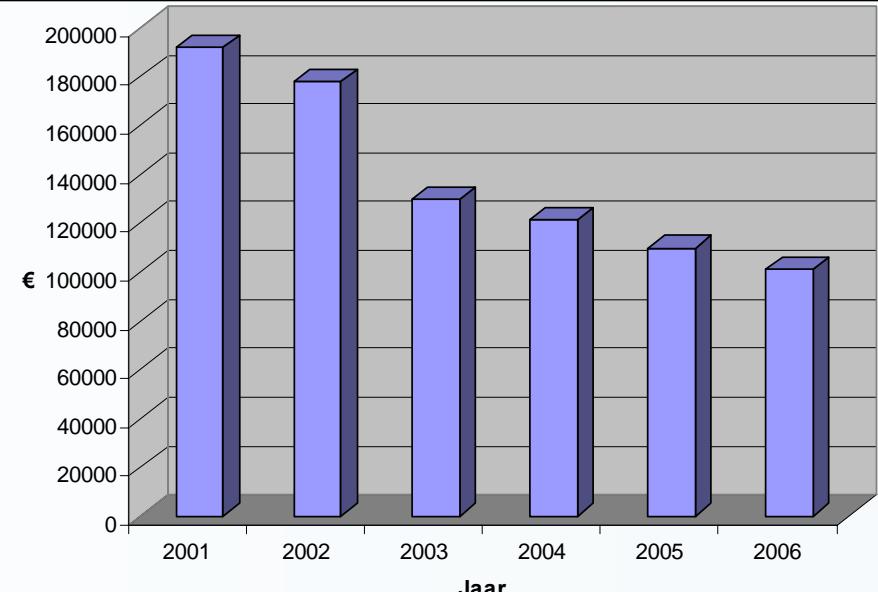


Type 2

Type 2 met een jaarlijks
verbruik van 145 GWh en
een vermogen van 25 MW

Type 3 met een jaarlijks
verbruik van 13.5 GWh en
een vermogen van 2.5MW

Evolutie t.o.v. 2001 -7 -32% -37% -43% -47%



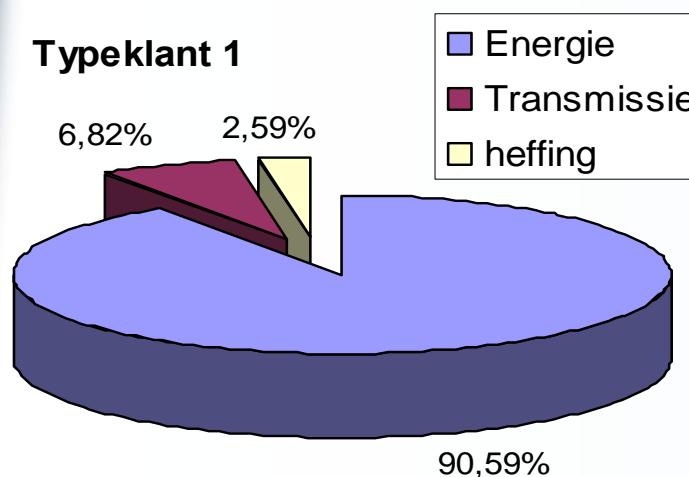
Type 3

Tarieven exclusief BTW en belastingen en heffingen

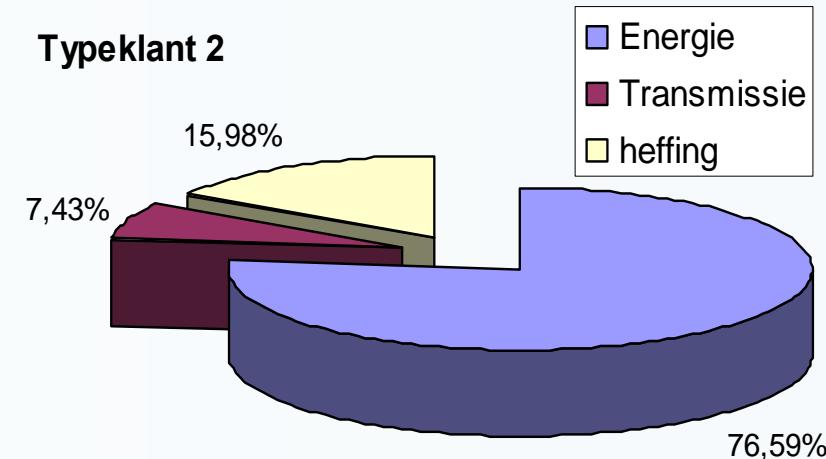
Het relatief aandeel van transmissienettarieven in de kost 2006 van de 3 typeklanten

(met een energiecomponent 2006 van 51,55 EUR/MWh of de gemiddelde energie-forwardprijs in de maand december 2005 van de energiekost in 2006)

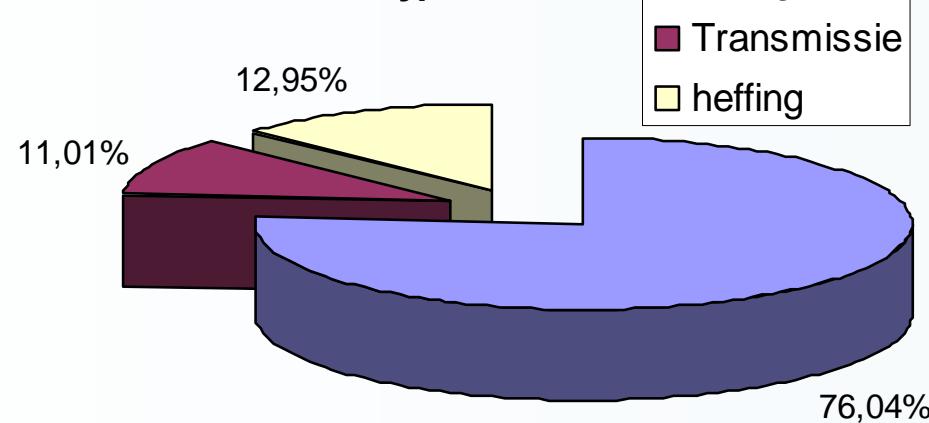
Typeklant 1



Typeklant 2



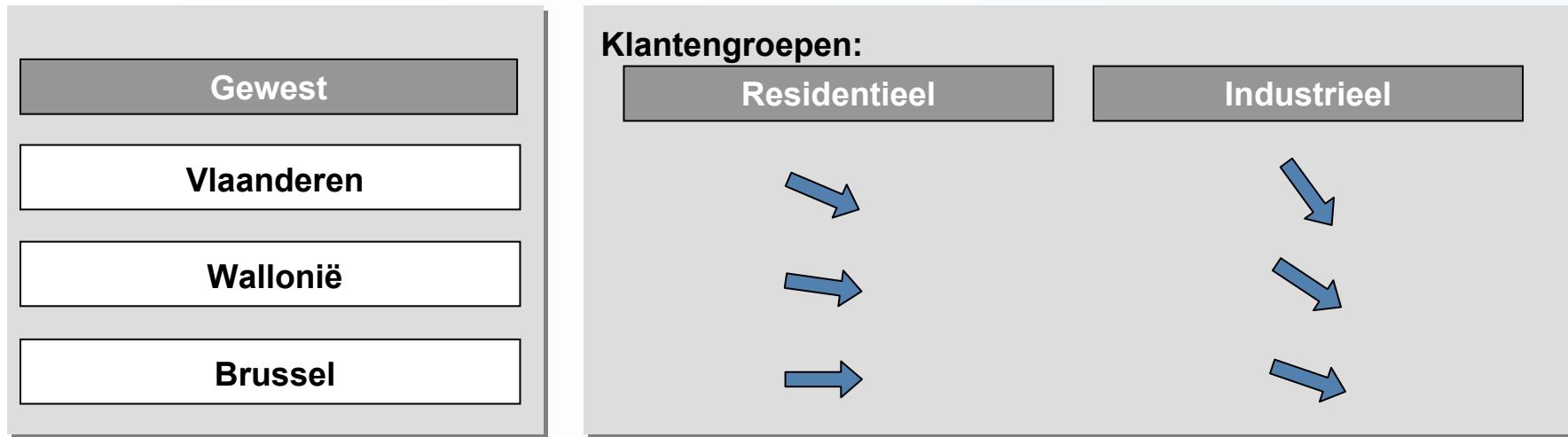
Typeklant 3



Inhoudstafel

1. Transmissie
 - Algemene vaststellingen
 - Vooruitzichten
 - De cijfers
2. **Distributie**
 - **Distributietarieven**
 - **Algemene vaststellingen**
 - **Vlaanderen**
 - **Wallonië**
 - **Brussels Hoofdstedelijk gewest**
 - Benchmarking
3. Captieve markt
4. Belastingen en heffingen
5. Evolutie van de componenten van de elektriciteitsprijs tussen 2000 en 2006

De evolutie van de distributietarieven varieert sterk tussen enerzijds de gewesten en anderzijds de klantengroepen



Determinerende factoren voor de drie gewesten

Exogene factoren onafhankelijk van de beslissingen van de CREG

De daling van de intrestvoet verlaagt de aan de distributienetbeheerders toegekende billijke winstmarge. Toename van de afschrijvingen, de financiële kosten en de stijging in de post ‘Netverliezen’, op haar beurt verklaard door een stijgende energieprijs.

Endogene factoren beïnvloed door de beslissingen van de CREG

De kostenverlagende impact van de overdracht van een facturatie-excedent uit de *Bonus/Malus 2004*. Daarenboven werd verder gebruik gemaakt van de in 2004 gestarte benchmarking binnen de groep van DNB. Via deze wordt een verlaging van de beheersbare kosten gerealiseerd van 7,62% over de periode 2003-2006.

Distributienettarieven – Algemene vaststellingen

Zowel de absolute tarieflast als de evolutie van de distributietarieven variëren eveneens in functie van het ‘gemengd’ of ‘zuiver’ karakter van de DNB.

Via de vrije markttarieven dalen de kosten in Vlaanderen met €64,5 miljoen. De kostenbasis voor de tarieven in Wallonië en Brussel daalt met €6,9 miljoen.

Ook hier wordt gebruik gemaakt van typeklanten (Eurostat)

Typeklant	Spanningsniveau	Vermogenspiek (kW)	Energieverbruik (kWh)	Gebruiksduur (h)
Dc	LS (< 1kV)	6,5	3.500	538
De	LS (< 1kV)	9	20.000	2.222
Ib	MS (>1kV, <26kV)	50	50.000	1.000
Id	MS (>1kV, <26kV)	500	1.250.000	2.500
Ih	Trans HS (>26kV)	10000	50.000.000	5000

Distributienettarieven - Bonus/Malus 2004

Het betreft een regularisatie op basis van de vergelijking tussen de goedgekeurde budgetten 2004 en de werkelijke cijfers 2004.

De CREG berekent ieder jaar de bonus/malus en dit in overeenstemming met artikel 24 van het koninklijk besluit van 11 juli 2002. De bonus/malus wordt als volgt bepaald:

Opbrengsten 2004	OBM
Kosten 2004	

TBM	
Opbrengsten 2004	Kosten 2004

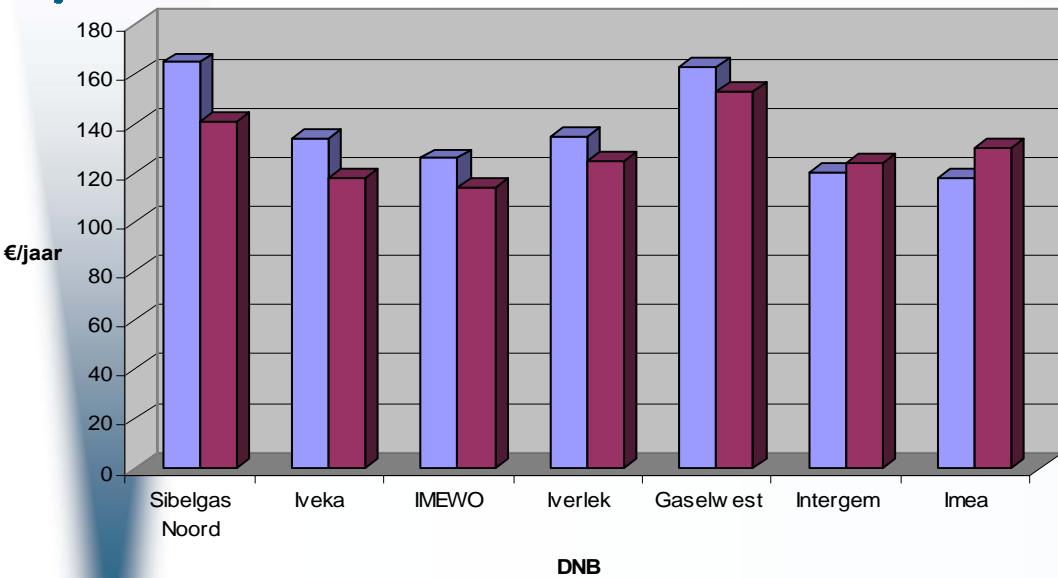
OBM = overschot bruto marge

TBM = tekort bruto marge

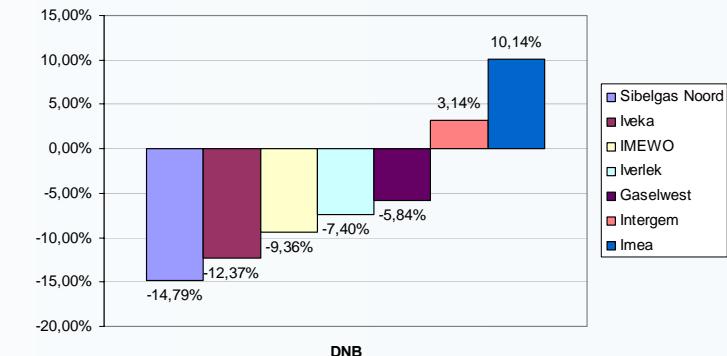
Voor de tariefperiode 2004 werd, voor de distributie, door de CREG een globaal bedrag van €127.221.716,19 berekend dat in mindering diende te worden gebracht van de tarieven 2006.

In het algemeen kennen alle DNB's een kostenverlagende impact op hun tarieven 2006 schommelend tussen 0 en 29,3 miljoen euro.

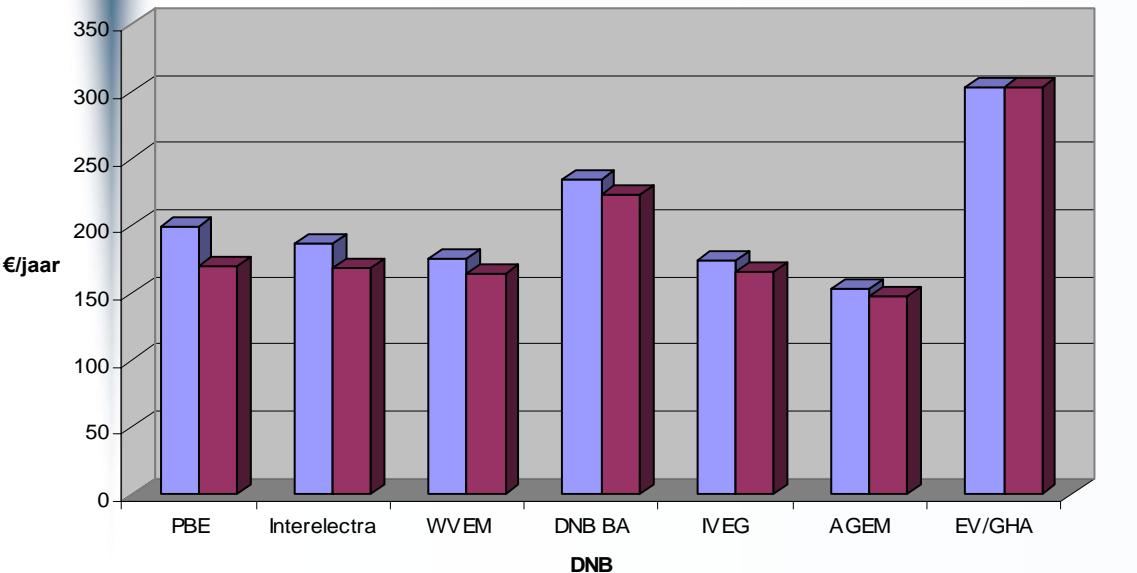
Typeklant Dc - Vlaamse gemengde DNB



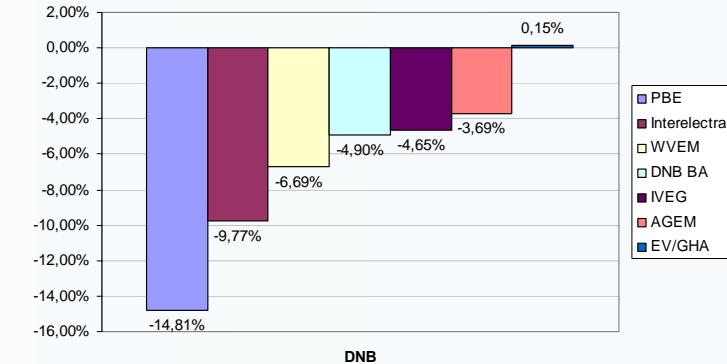
Relatieve evolutie



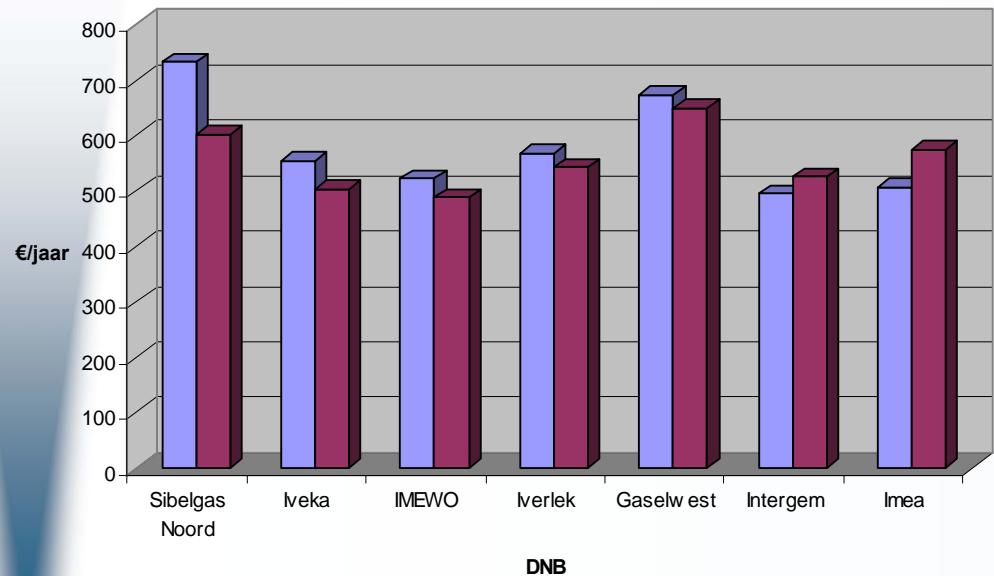
Typeklant Dc - Vlaamse zuivere DNB



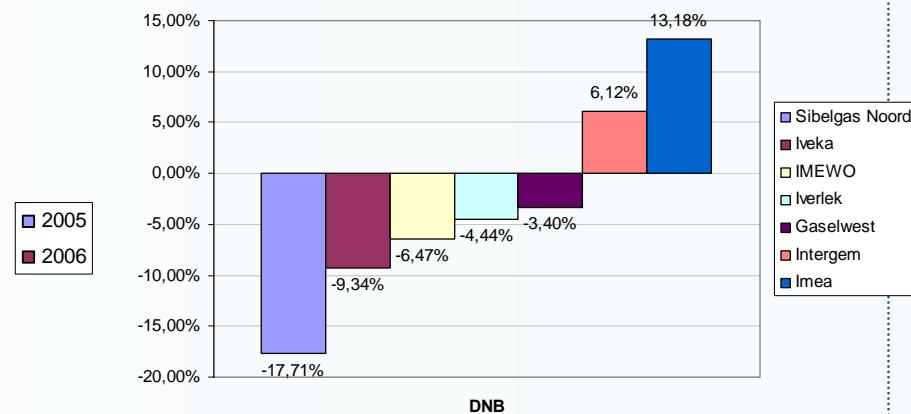
Relatieve evolutie



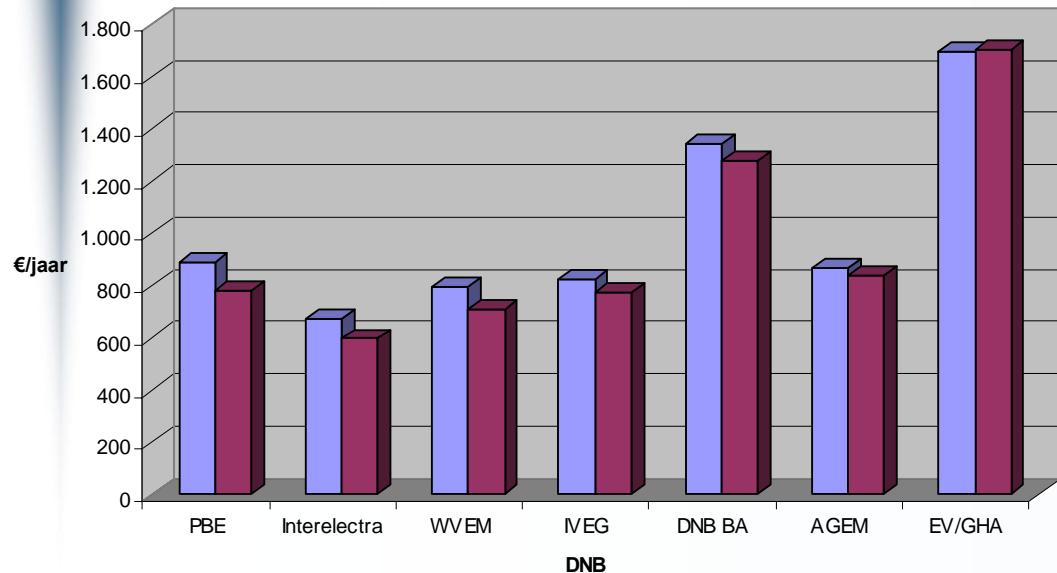
Typeklant De - Vlaamse gemengde DNB



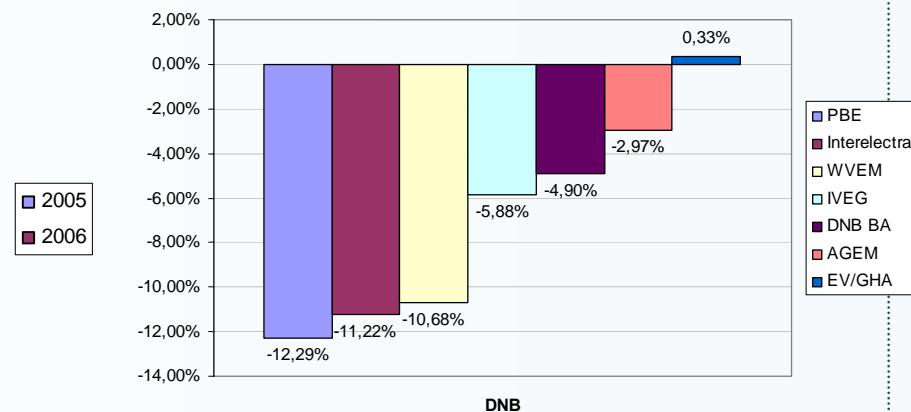
Relatieve evolutie



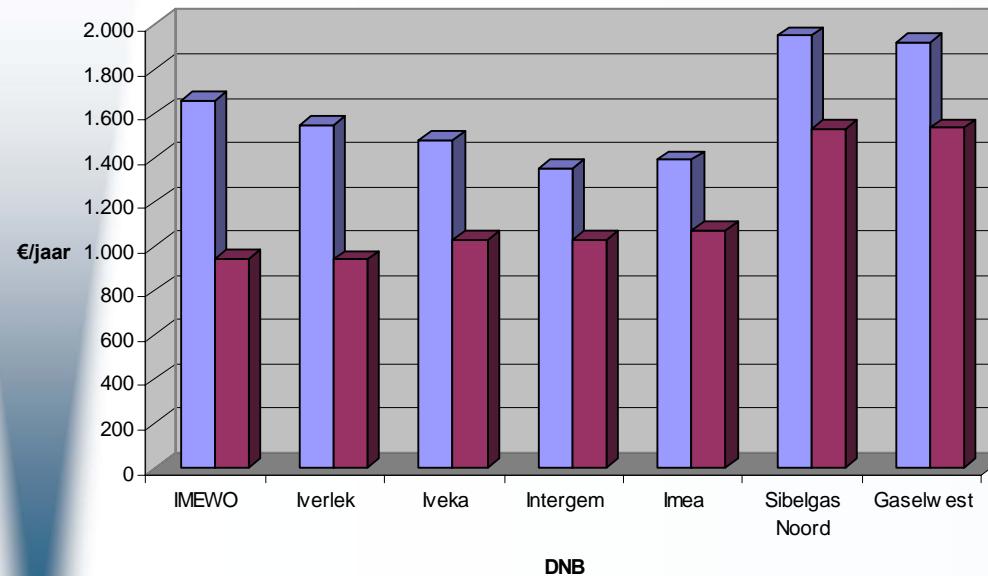
Typeklant De - Vlaamse zuivere DNB



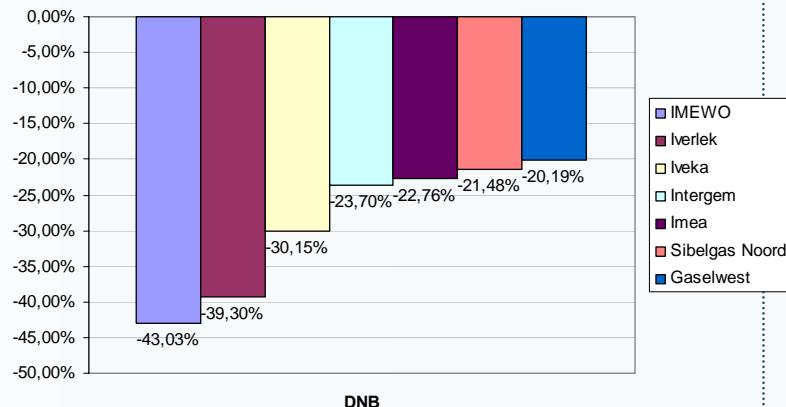
Relatieve evolutie



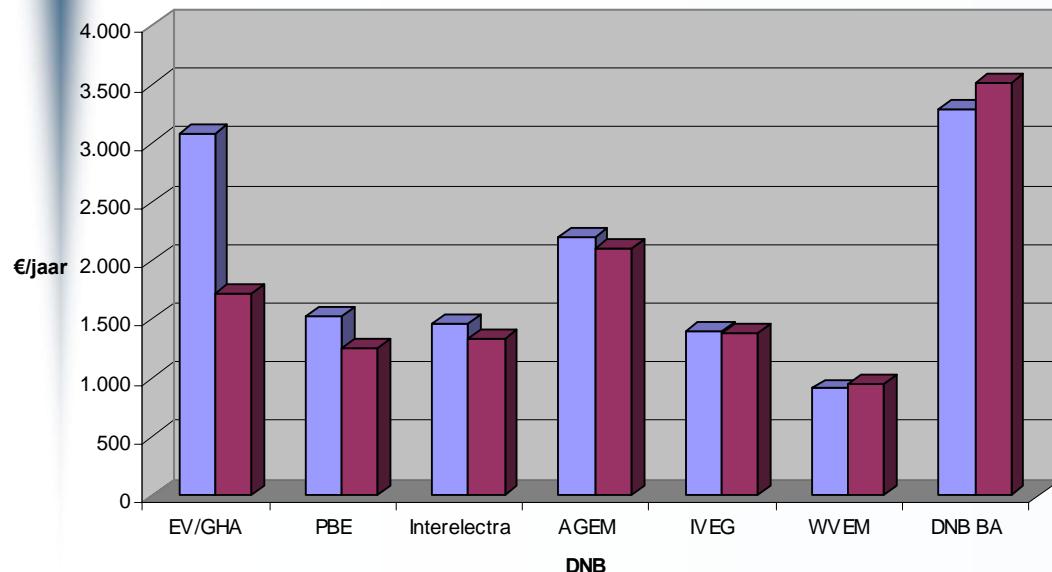
Typeklant Ib - Vlaamse gemengde DNB



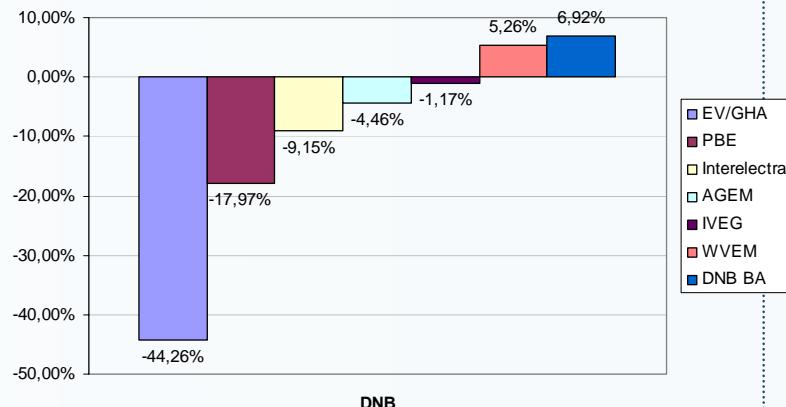
Relatieve evolutie



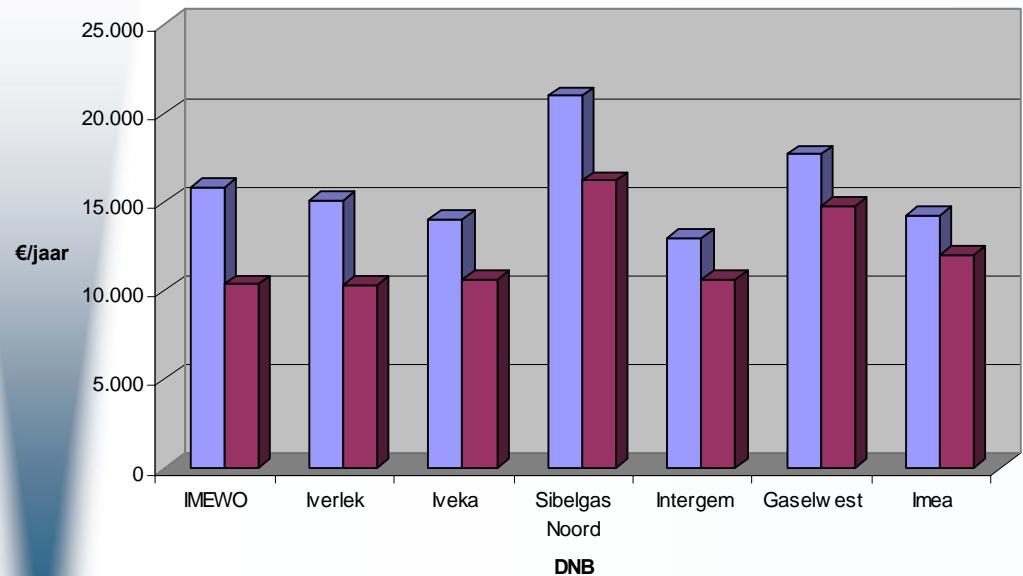
Typeklant Ib - Vlaamse zuivere DNB



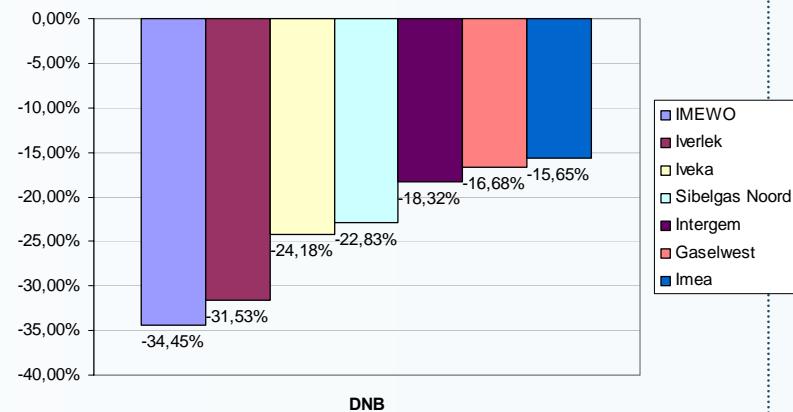
Relatieve evolutie



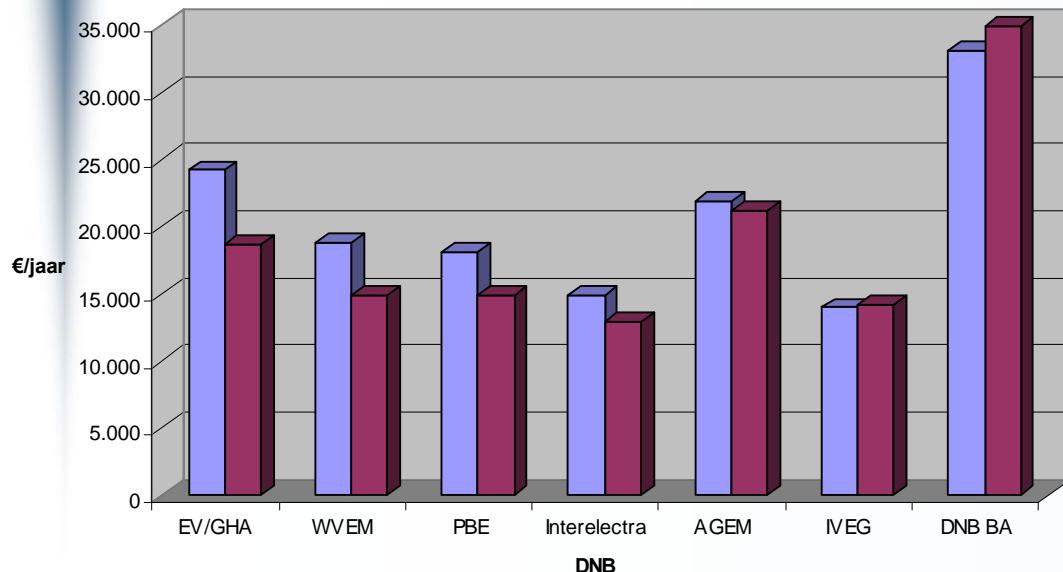
Typeklant Id - Vlaamse gemengde DNB



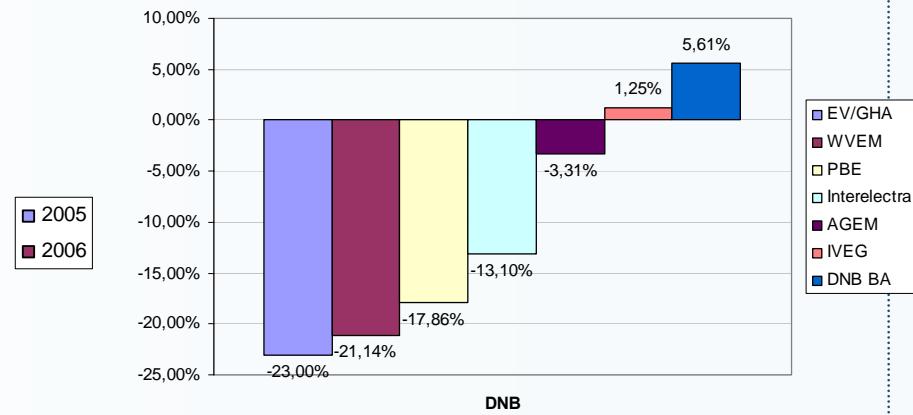
Relatieve evolutie



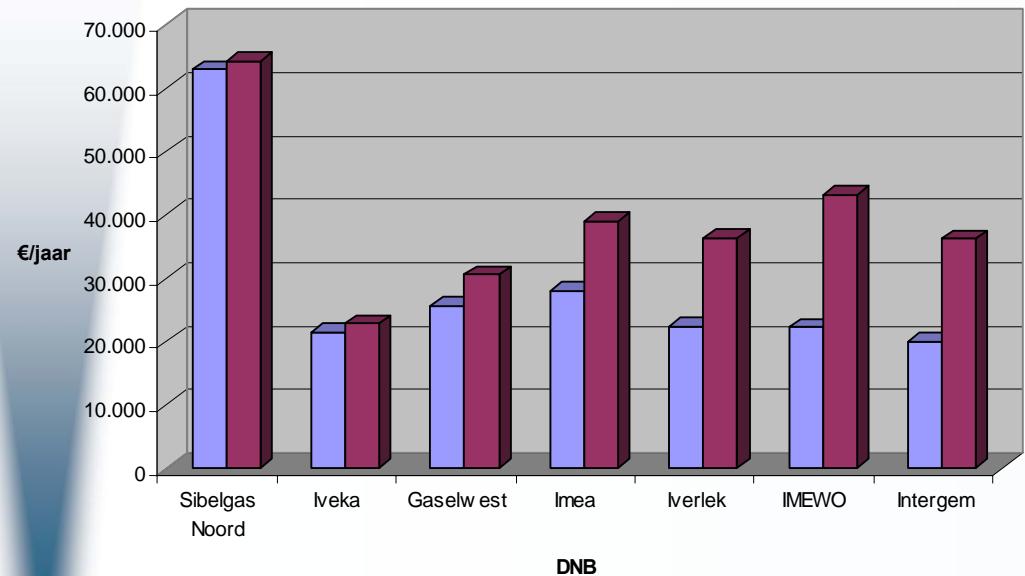
Typeklant Id - Vlaamse zuivere DNB



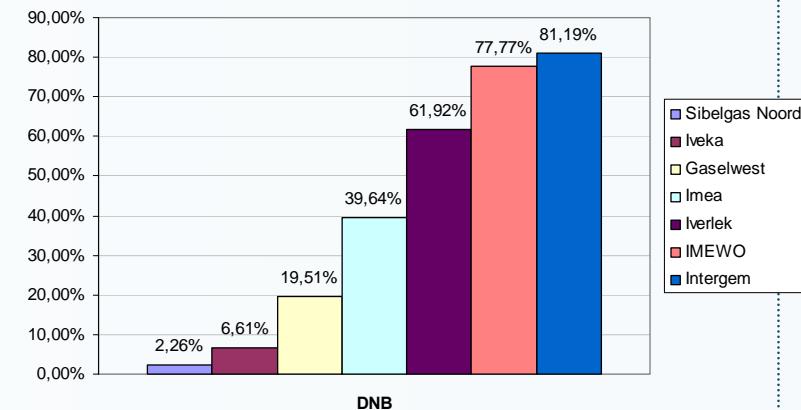
Relatieve evolutie



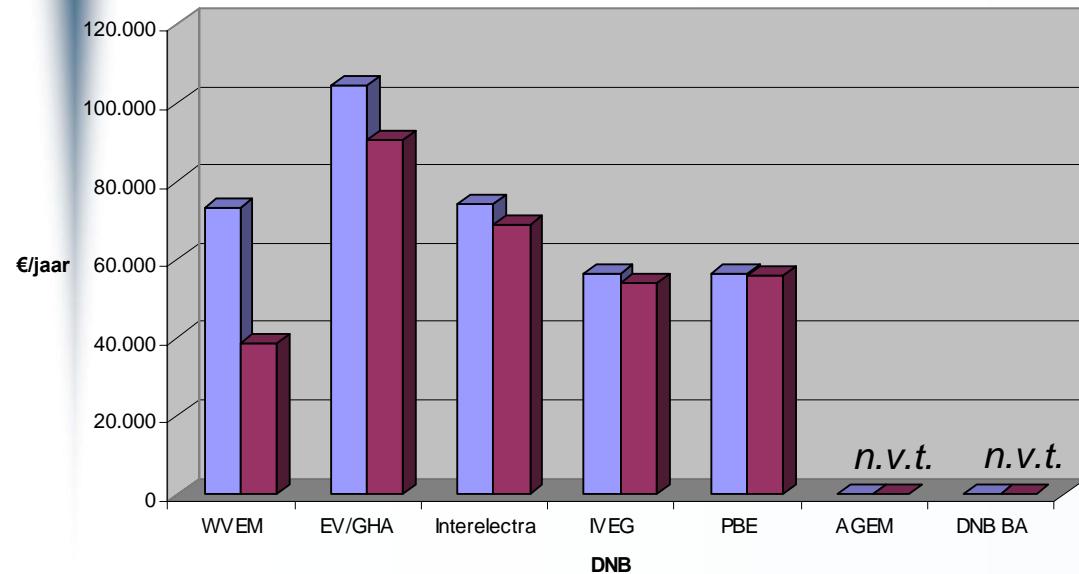
Typeklant lh - Vlaamse gemengde DNB



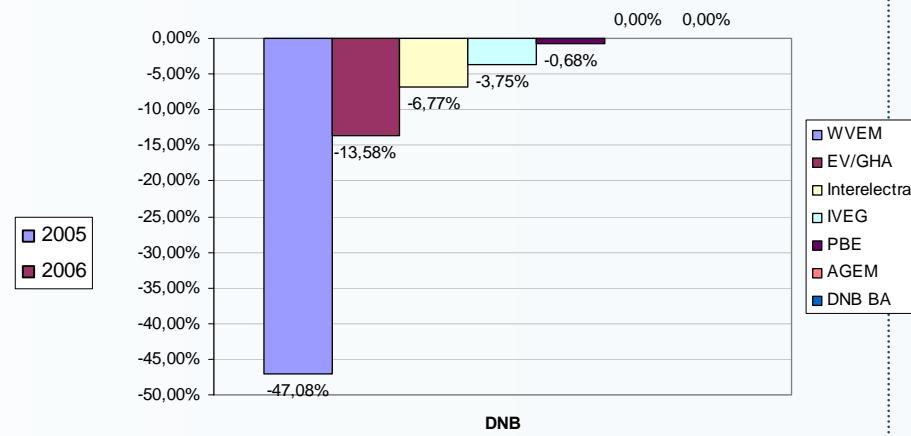
Relatieve evolutie



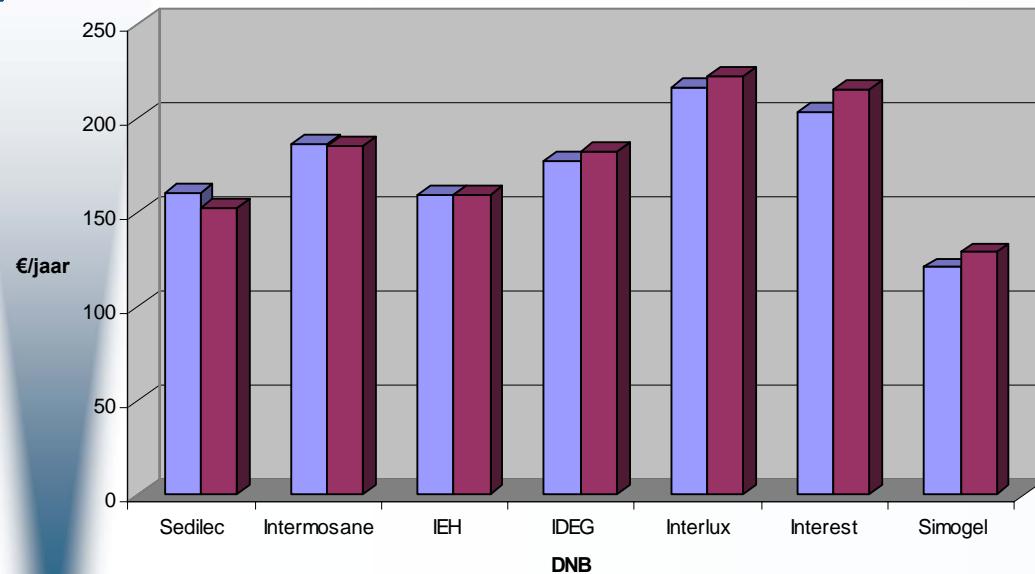
Typeklant lh - Vlaamse zuivere DNB



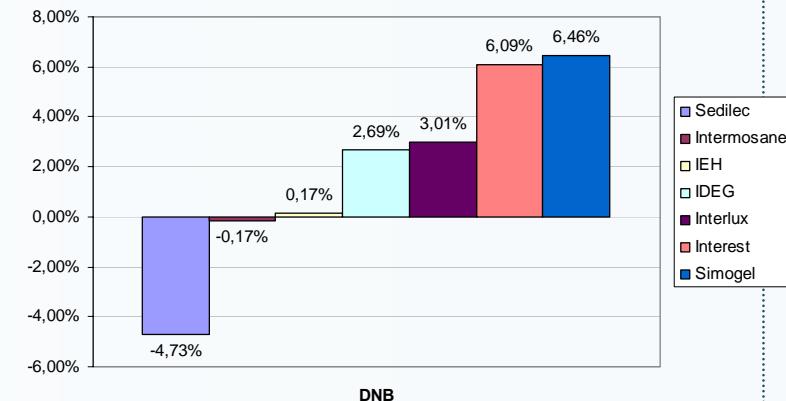
Relatieve evolutie



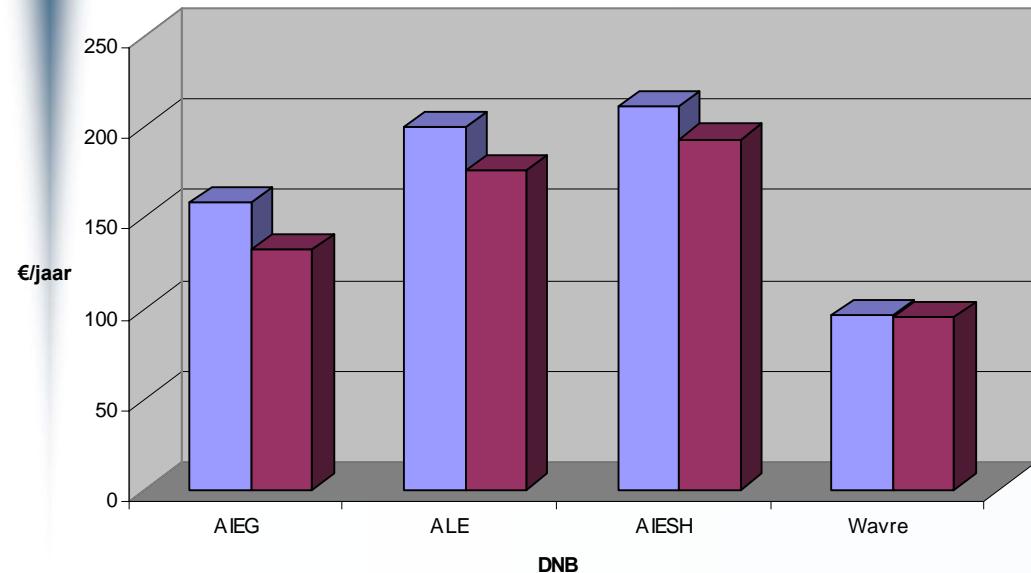
Typeklant Dc - Waalse gemengde DNB



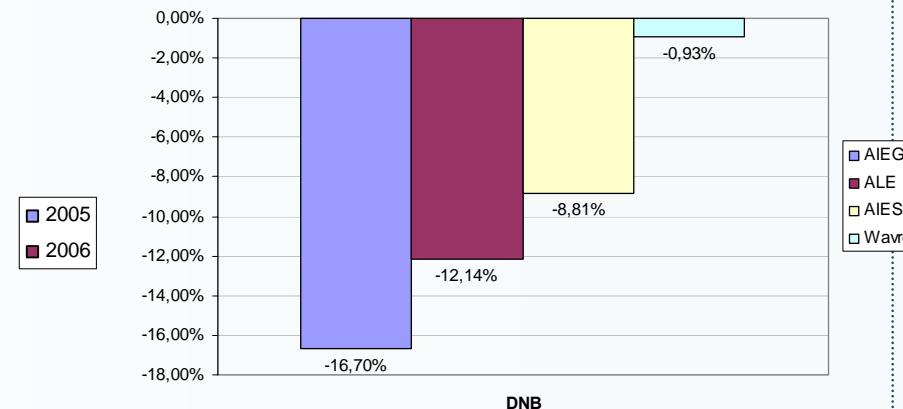
Relatieve evolutie



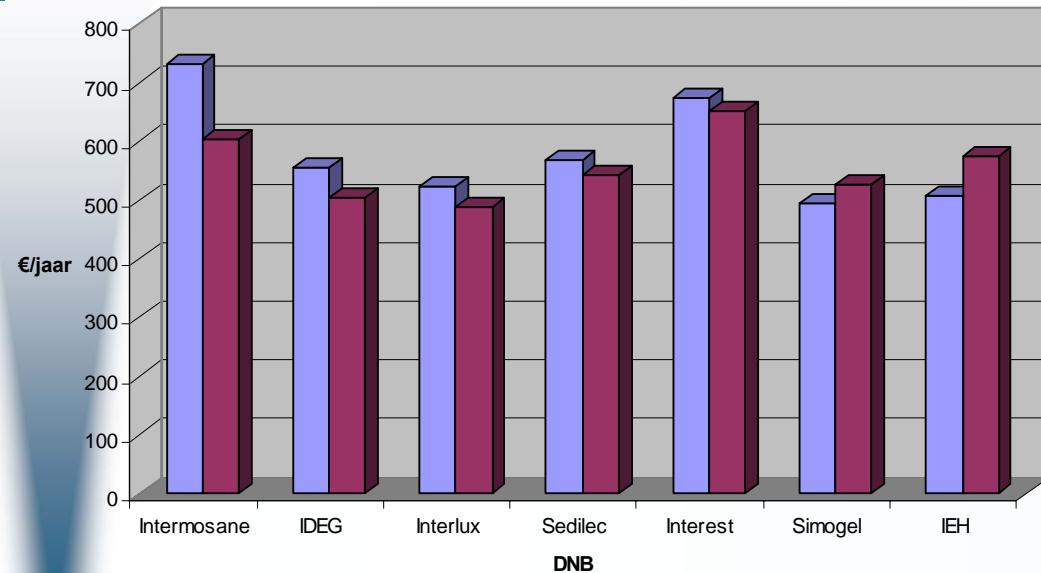
Typeklant Dc - Waalse zuivere DNB



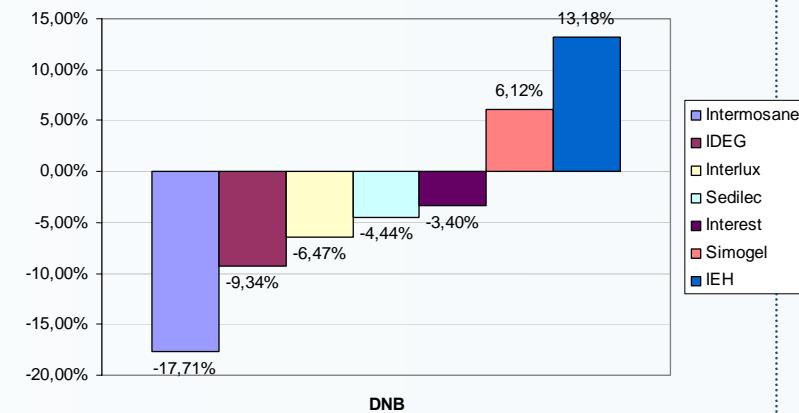
Relatieve evolutie



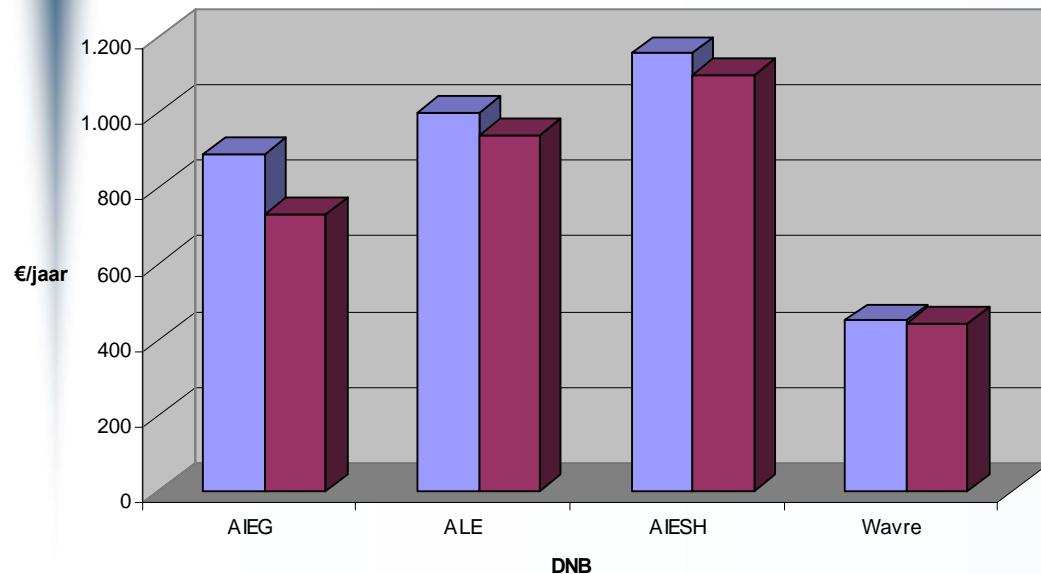
Typeklant De - Waalse gemengde DNB



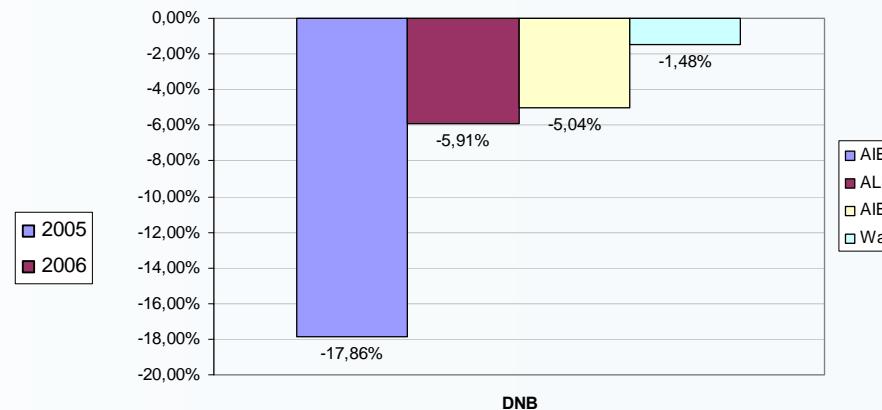
Relatieve evolutie



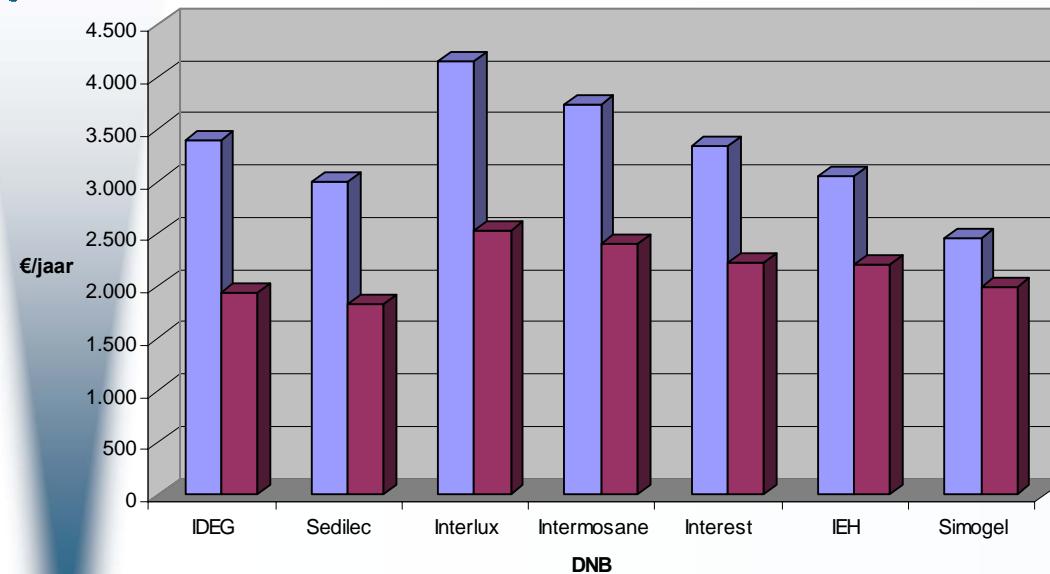
Typeklant De - Waalse zuivere DNB



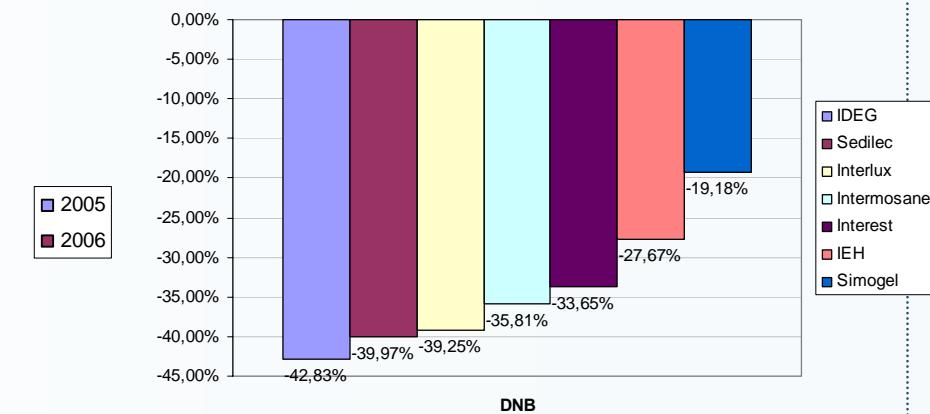
Relatieve evolutie



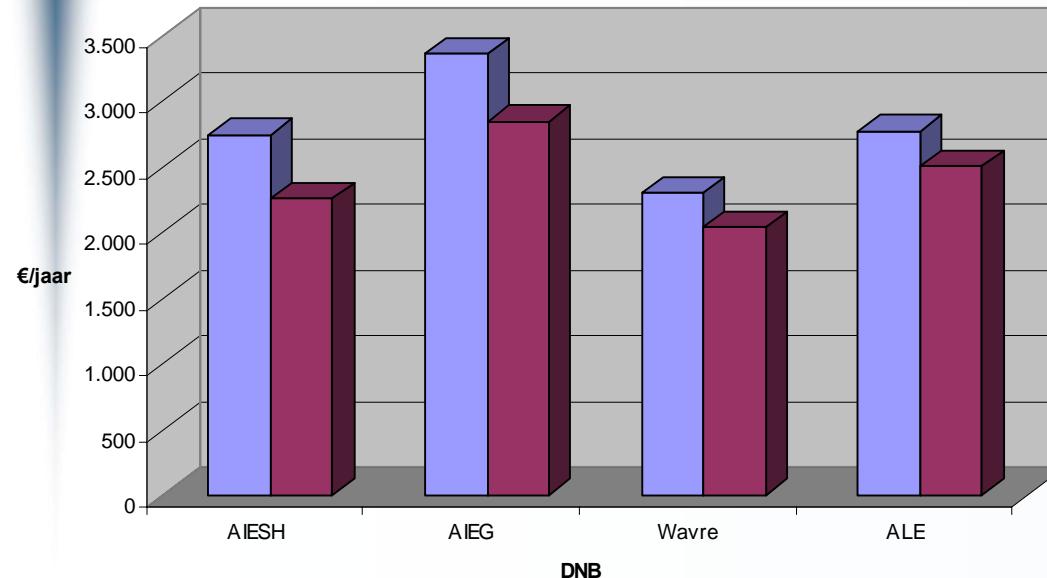
Typeklant Ib - Waalse gemengde DNB



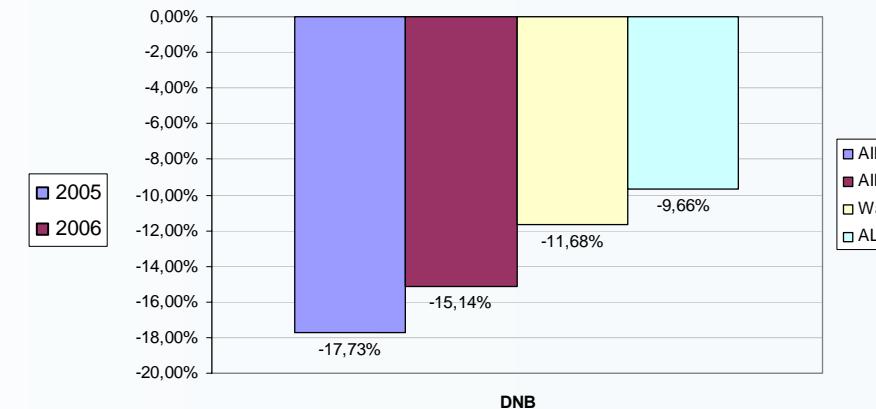
Relatieve evolutie



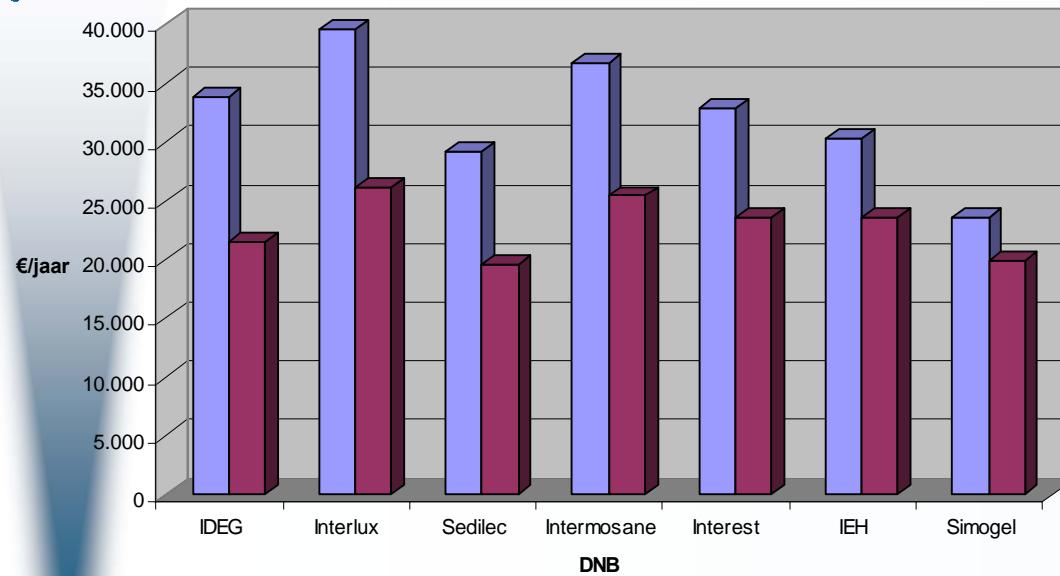
Typeklant Ib - Waalse zuivere DNB



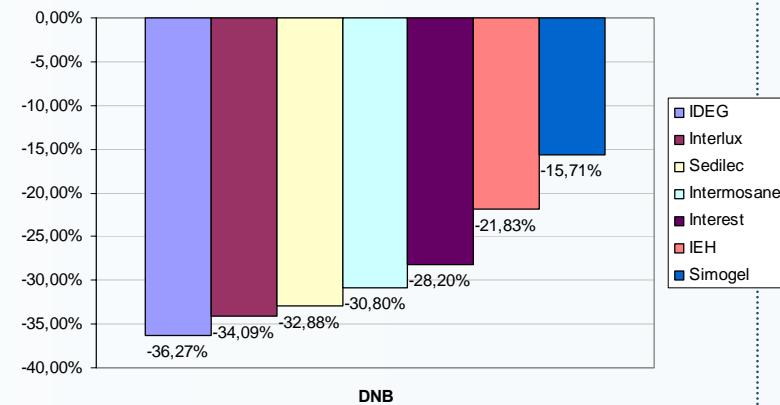
Relatieve evolutie



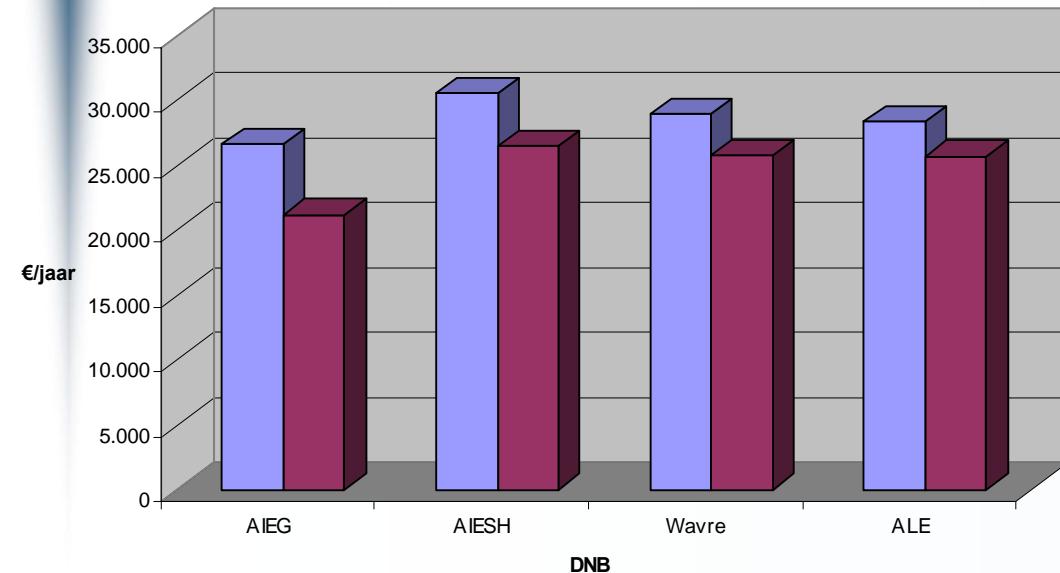
Typeklant Id - Waalse gemengde DNB



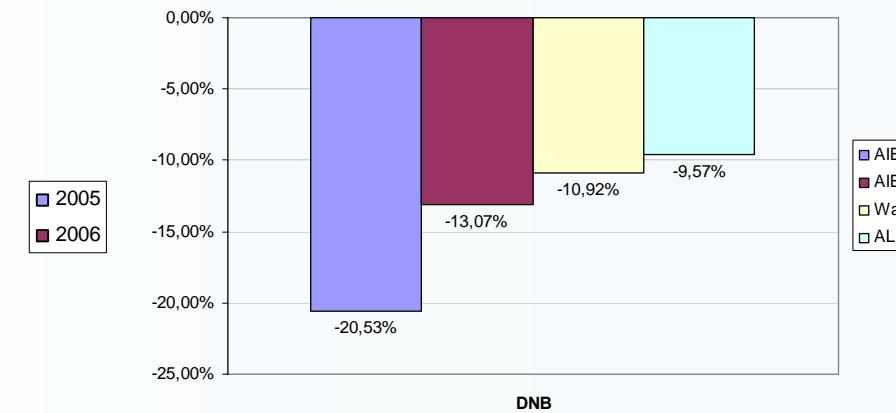
Relatieve evolutie



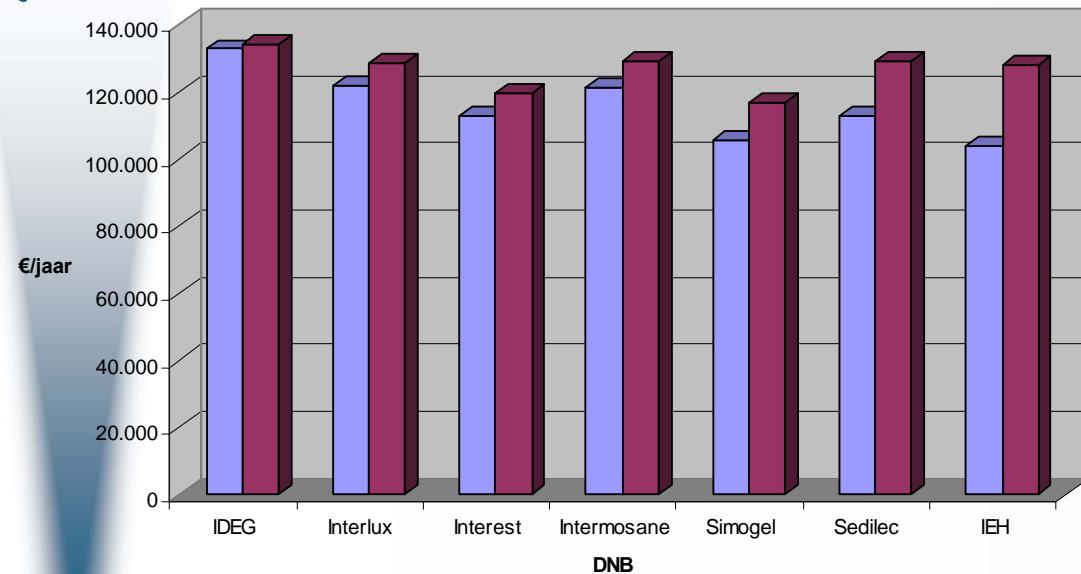
Typeklant Id - Waalse zuivere DNB



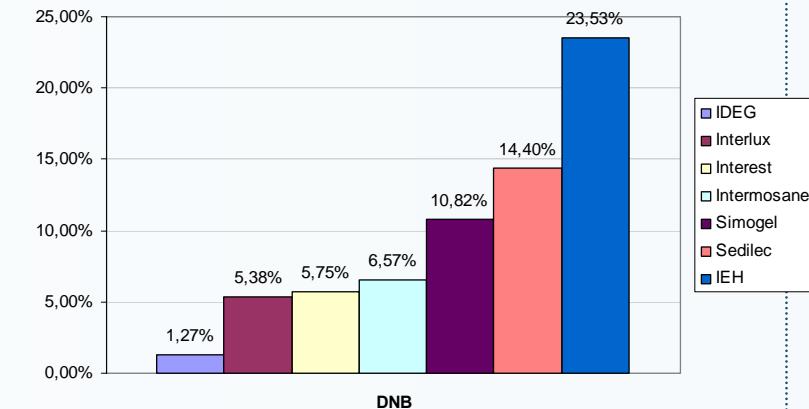
Relatieve evolutie



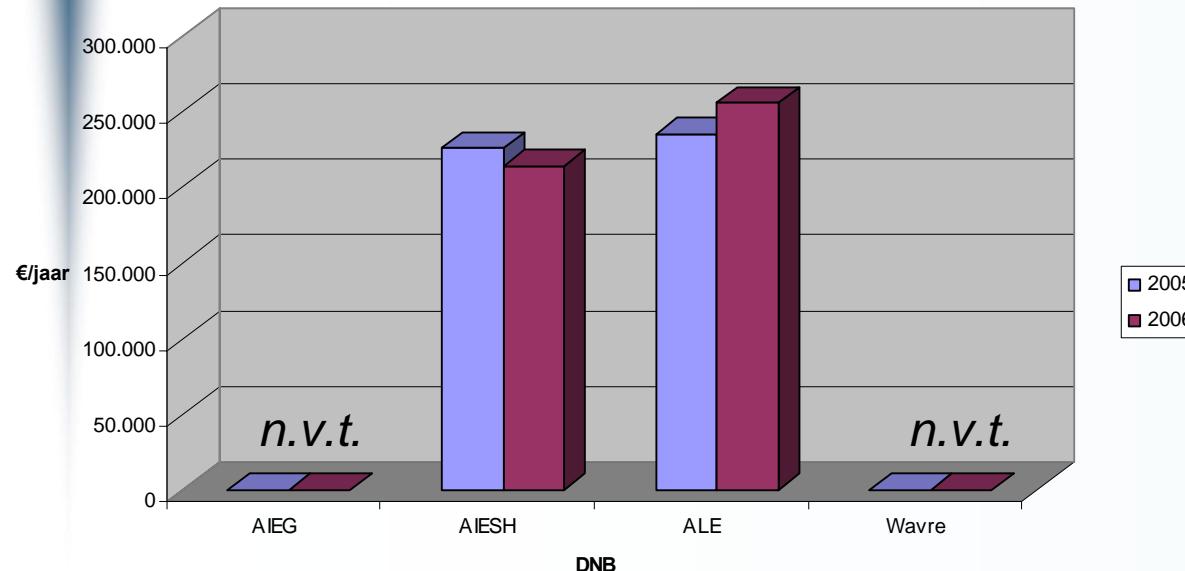
Typeklient Ih - Waalse gemengde DNB



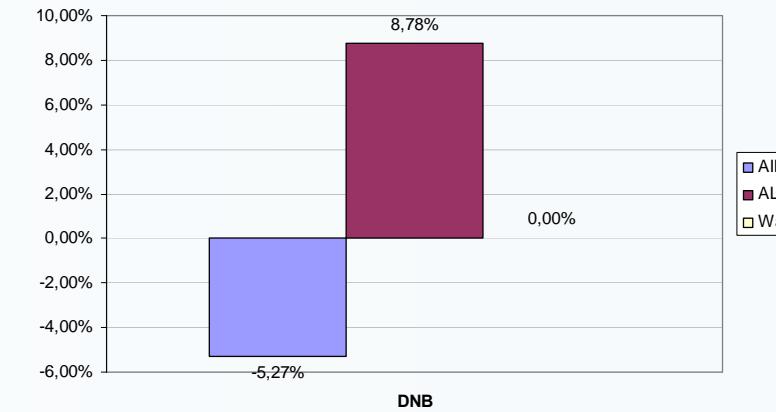
Relatieve evolutie

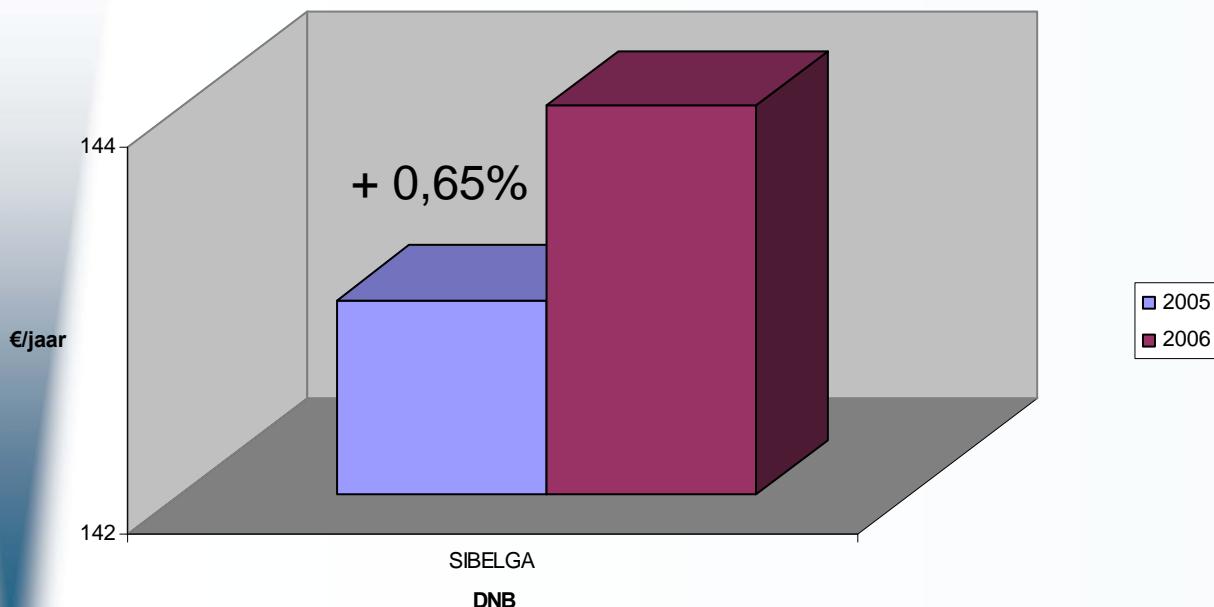


Typeklient Ih - Waalse zuivere DNB

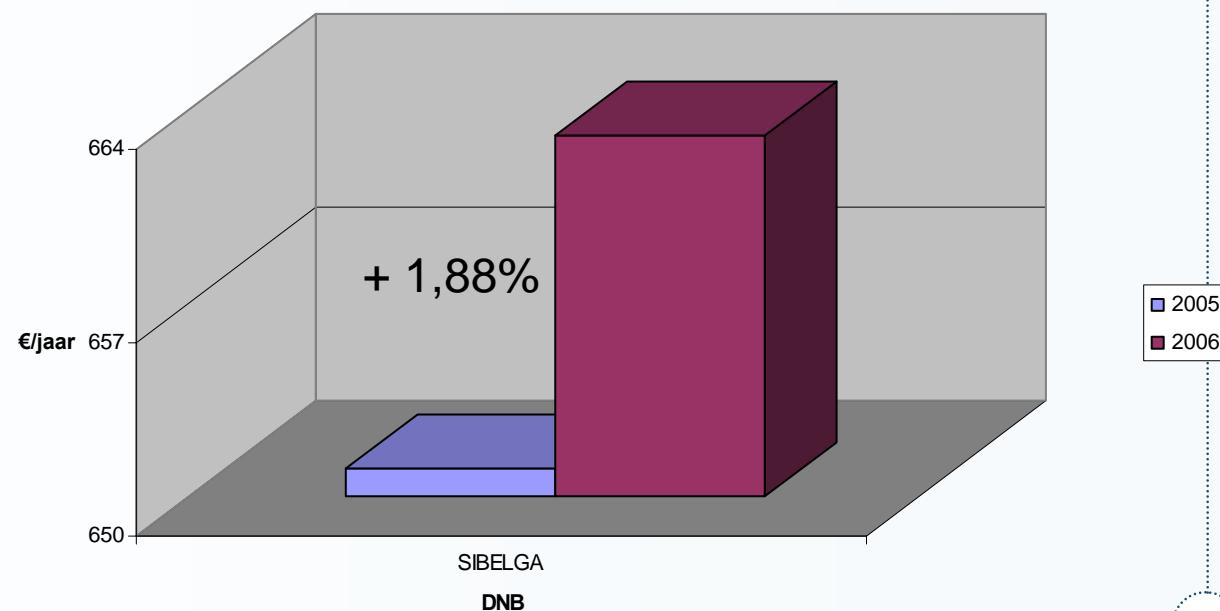


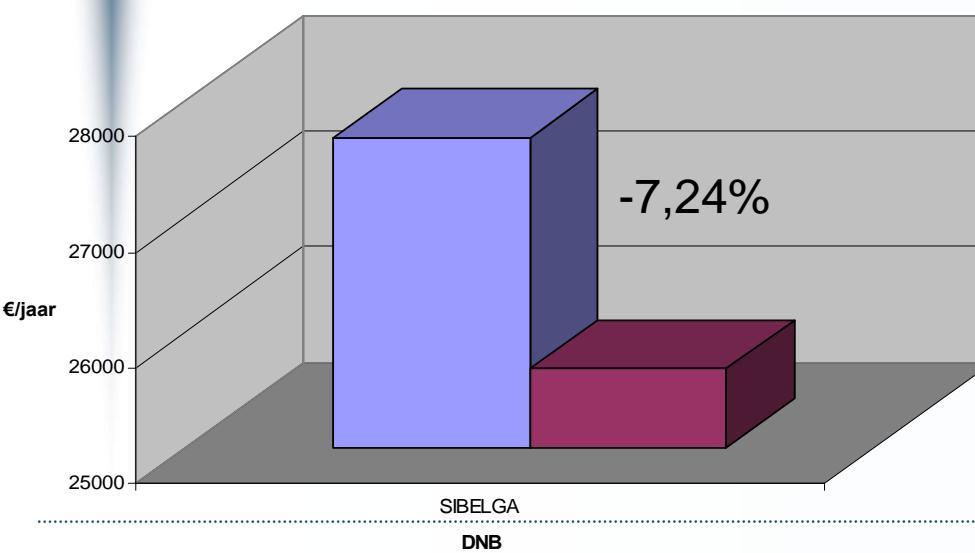
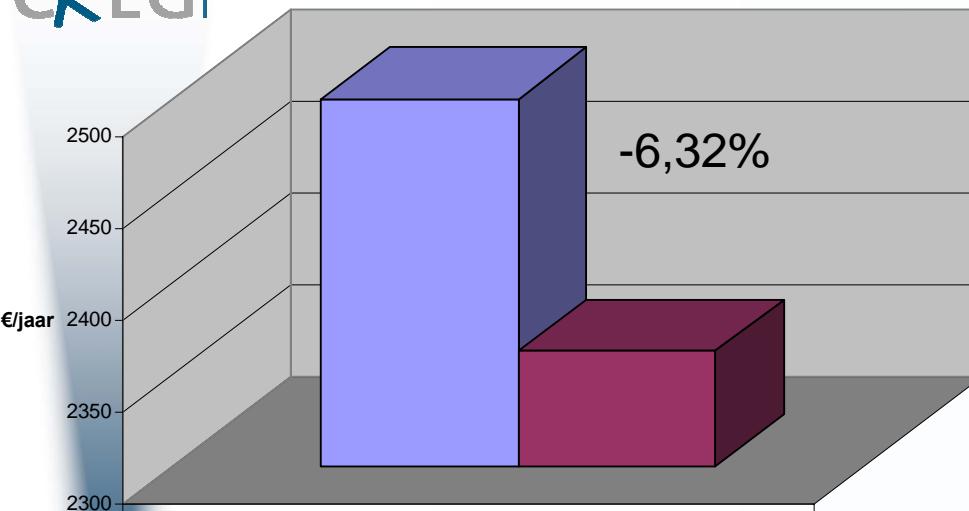
Relatieve evolutie



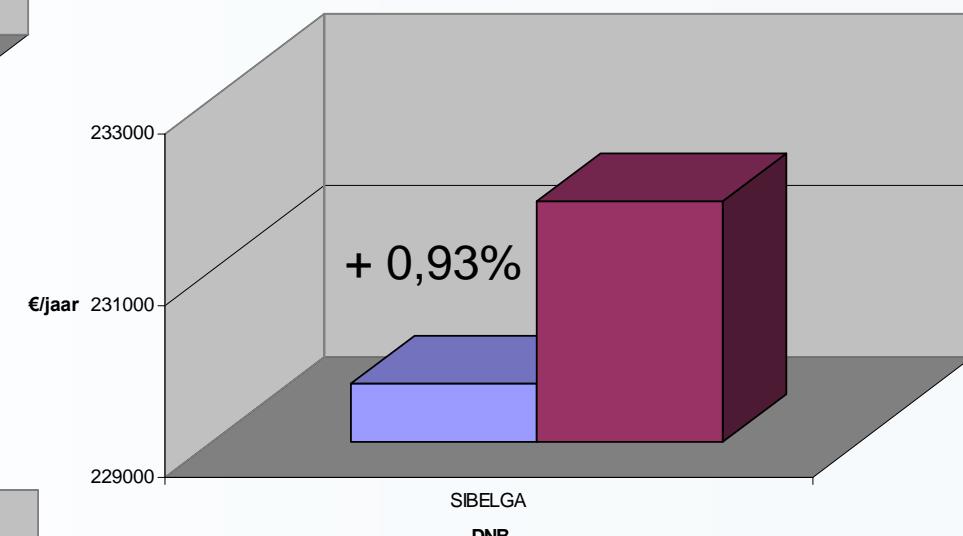


Typeklant De - Brusselse DNB





2005
2006



2005
2006

Inhoudstafel

1. Transmissie
 - Algemene vaststellingen
 - Vooruitzichten
 - De cijfers
2. **Distributie**
 - Distributietarieven
 - Algemene vaststellingen
 - Vlaanderen
 - Wallonië
 - Brussels Hoofdstedelijk gewest
 - **Benchmarking**
3. Captieve markt
4. Belastingen en heffingen
5. Evolutie van de componenten van de elektriciteitsprijs tussen 2000 en 2006

Benchmarking van de distributienetkosten

Het opzet

Met behulp van *Data Envelopment Analysis* evalueert de CREG de efficiëntie van de DNB door hun beheersbare kosten te plaatsen tegenover acht fysieke outputs (o.m. doorgevoerde energie, aantal toegangspunten, circuitlengte).

Het model gebruikt vorige jaar (cf. persconferentie tarieven 2005) werd verder verfijnd (o.m. weren van openbare verlichtingsnet, aanpassing indexparameters).

De resultaten

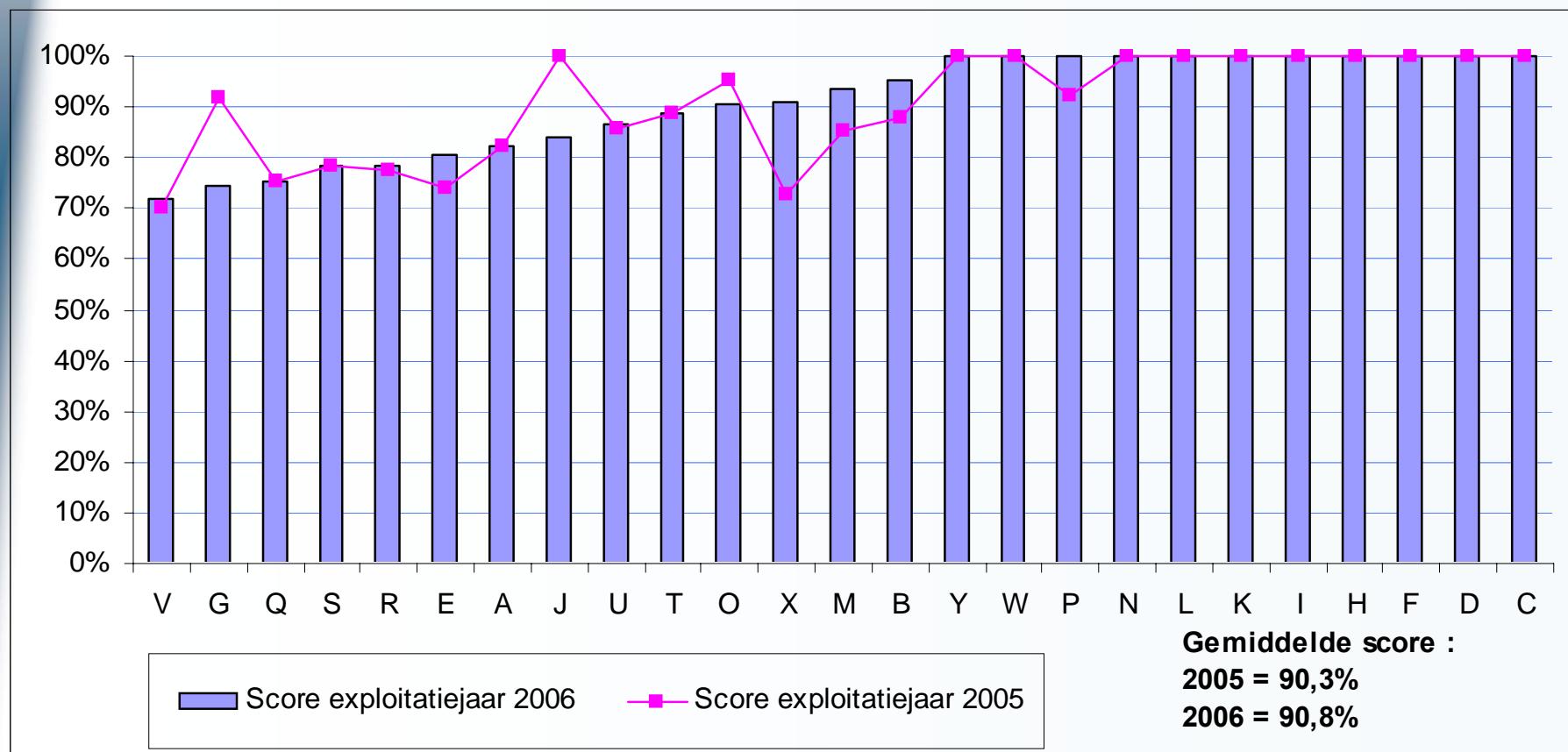
In 2005 heeft de CREG aan 6 DNB bijkomende kostenverminderingen opgelegd **ad 5.221.440,00 EUR.**

In 2006 werd aan 1 DNB ondermaal een bijkomende kostenvermindering opgelegd **ad 661.480,00 EUR.**

Benchmarking van de distributienetkosten

belangrijkste resultaten 2005-2006

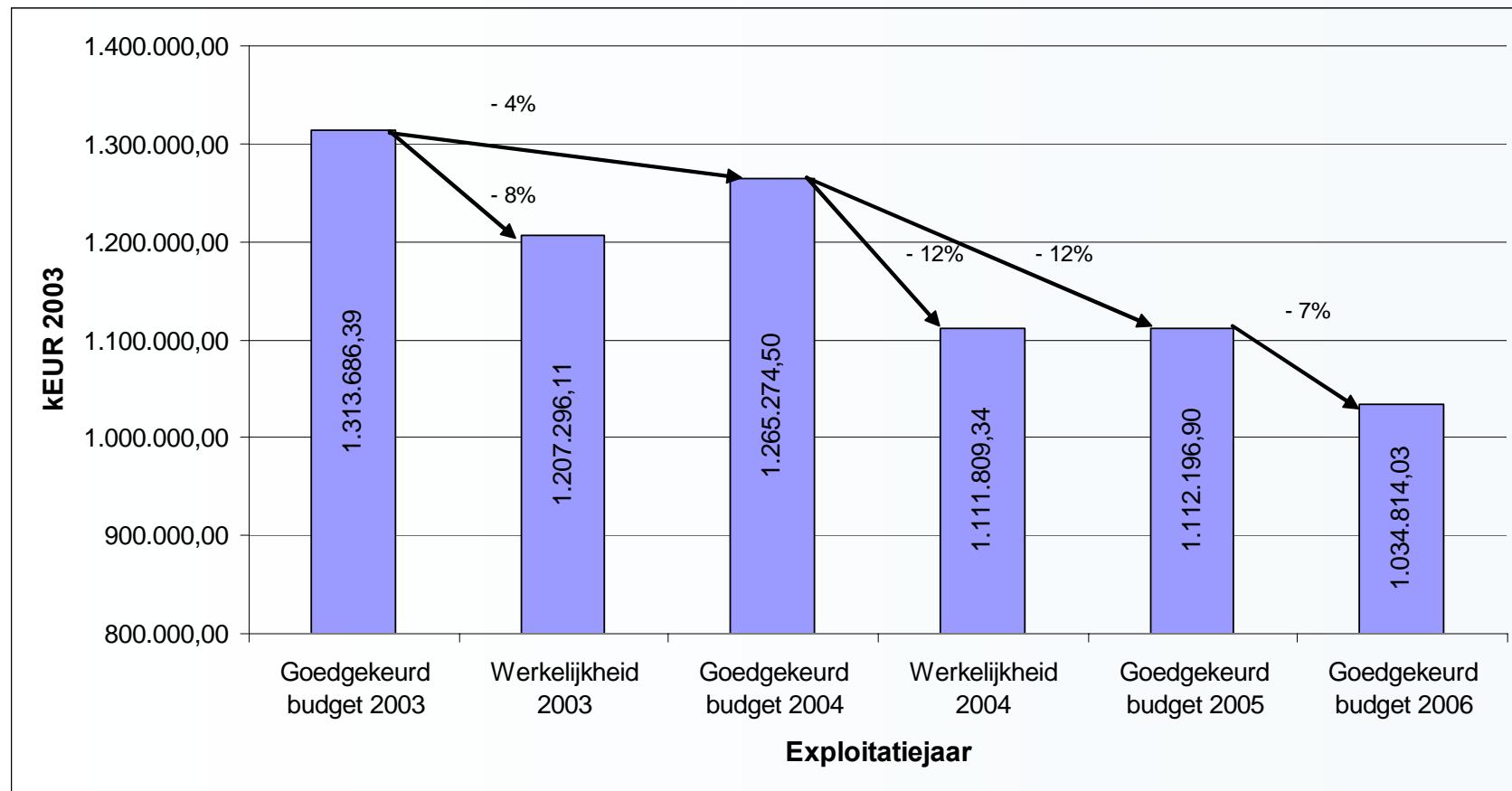
Resultaten van de efficiëntiemeting : een score tussen 0% (inefficiënt) en 100% (efficiënt)



Benchmarking van de distributienetkosten

Evolutie van de goedgekeurde beheersbare kosten 2003-2006

Tussen 2003 en 2006, daalden de beheersbare kosten* jaarlijks met gemiddeld **7,62%**



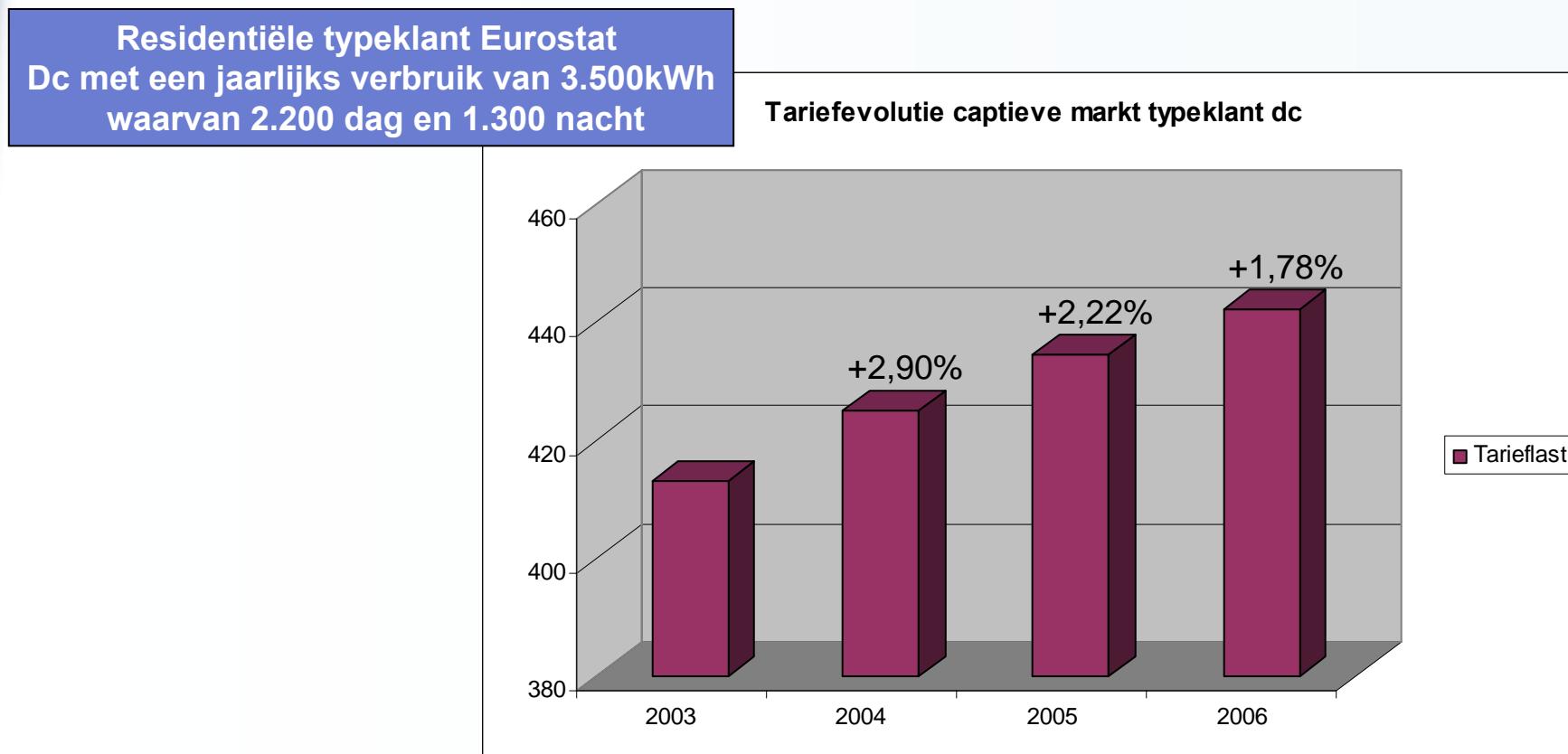
* De beheersbare kosten zijn de totale kosten verminderd met (1) belastingen en heffingen (wegenisrecht inbegrepen), (2) kosten verbonden aan openbare dienstverplichtingen, (3) de transmissiekosten en de voorafgaande distributienetten, (4) de kosten verbonden aan openbare verlichting, (5) de netverliezen en (6) de kosten verbonden aan de meet- en telactiviteit. De kosten zijn gedeflateerd met behulp van het algemeen indexcijfer der consumptieprijsen.

Inhoudstafel

1. Transmissie
 - Algemene vaststellingen
 - Vooruitzichten
 - De cijfers
2. Distributie
 - Distributietarieven
 - Algemene vaststellingen
 - Vlaanderen
 - Wallonië
 - Brussels Hoofdstedelijk gewest
 - Benchmarking
3. **Captieve markt**
4. Belastingen en heffingen
5. Evolutie van de componenten van de elektriciteitsprijs tussen 2000 en 2006

Tariefevolutie Captieve markt

De evolutie van de tarieflasten van de nog niet voor de tarieven op de geliberaliseerde markt in aanmerking komende afnemers voor de typeklant Dc is als volgt:



Dit zijn volledige tarieven maar exclusief BTW en belastingen en heffingen

Inhoudstafel

1. Transmissie
 - Algemene vaststellingen
 - Vooruitzichten
 - De cijfers
2. Distributie
 - Distributietarieven
 - Algemene vaststellingen
 - Vlaanderen
 - Wallonië
 - Brussels Hoofdstedelijk gewest
 - Benchmarking
3. Captieve markt
4. **Belastingen en heffingen**
5. Evolutie van de componenten van de elektriciteitsprijs tussen 2000 en 2006

Evolutie belastingen en heffingen op transmissie- en distributieniveau van januari 2003 tot januari 2006 (€/MWh)

	2003	2004	2005	2006	Evolutie 2006 t.o.v 2005
Federaal					
Energiebijdrage (*)	1,3600	1,9088	1,9088	1,9088	0,00%
Bijdrage financiering CREG	0,1049	0,0868	0,1144	0,1084	-5,24%
Financiering van de denuclearisatie	0,5446	0,7176	0,6615	0,7346	11,05%
Fonds Kyoto - CO2 uitstoot	0,3583	0,3225	0,3140	0,3559	13,34%
Financiering sociaal fonds (**)	0,3177	0,3216	0,3256	0,3241	-0,46%
Beschermd klanten	0,0000	0,2021	0,3176	0,3757	18,29%
Totaal federaal	2,6855	3,5594	3,6419	3,8075	4,55%
Bijkomend Vlaamse Gewest					
Promotie REG(***)	0,0777	0,0769	0,0756	0,0000	-100,00%
Gebruik openbaar domein(***)	0,0850	0,0093	0,0000	0,0000	
Compensatie gemeenten (***)	0,0000	0,0000	4,9100	4,9100	0,00%
Bijkomend Vlaanderen	0,1627	0,0862	4,9856	4,9100	-1,52%
Bijkomend Waalse Gewest					
Gebruik openbaar domein(***)	0,2956	0,2956	0,2351	0,2485	5,70%
Bijkomend Brussels Hoofdstedelijk Gewest					
Gebruik openbaar domein(***)	0,0000	2,5729	2,6400	2,7298	3,40%

(*) van toepassing op laagspanning

(**) geldig sinds juli 2003

(***) n.v.t op de netten 380kV/220kV/150kV

Inhoudstafel

1. Transmissie
 - Algemene vaststellingen
 - Vooruitzichten
 - De cijfers
2. Distributie
 - Distributietarieven
 - Algemene vaststellingen
 - Vlaanderen
 - Wallonië
 - Brussels Hoofdstedelijk gewest
 - Benchmarking
3. Captieve markt
4. Belastingen en heffingen
5. **Evolutie van de componenten van de elektriciteitsprijs tussen 2000 en 2006**

Evolutie van de componenten van de elektriciteitsfactuur voor 2 typeklanten, tussen 2000 en 2006

We stellen vast dat voor de eerste klant (type2), aangesloten op het transmissienet, de gereguleerde kosten (transmissie) een constante daling kennen sinds het begin van de regulering. Daartegenover staat een stijging in de productiekosten door een stijging in de kosten voor brandstoffen (Nc).

Typeklant 2 - Federaal

(cent per kWh)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	$\Delta 2005/2006$
Productiekost	2,9502	3,1307	3,0929	3,0902	3,4478	3,7210	3,6946	-0,71%
Brandstofcomponent	1,7542	1,9347	1,8968	1,8941	2,2517	2,4256	2,4117	-0,57%
Andere productiekosten	1,1960	1,1960	1,1960	1,1960	1,2210	1,2536	1,2829	2,34%
Gemiddelde Nc index	1,0331	1,1394	1,1171	1,1155	1,3261	1,4285	1,4203	-0,57%
Transmissiekost	0,9833	0,9226	0,6890	0,6312	0,5506	0,4998		-9,23%
Distributiekost								
Totaal	3,9833	4,1140	4,0155	3,7791	4,0789	4,2716	4,1944	-1,81%

		Ic	type 2
Spanningsniveau		Middenspanning Distributie	Transf 70/36/30kV Transmissie
Energie	kWh normale uur KWh stille uur kWh totaal	160.000 0 160.000	145.000.000 0 145.000.000
Vermogen	kW normale uur KW stille uur	100 100	25.000 25.000
Gebruiksduur	normale uur stille uur Totaal	1.600 0 1.600	5.800 0 5.800

Tarieven exclusief BTW en belastingen en heffingen

Evolutie van de componenten van de elektriciteitsfactuur voor 2 typeklanten, tussen 2000 en 2006

Typeklant Ic, KMO's aangesloten op het distributienet, kent een positieve evolutie (de prijzen dalen) dankzij een daling in de gereguleerde tarieven en ondanks een stijging in de kosten voor brandstoffen.

Typeklant Ic - Vlaanderen+C75

(cent per kWh)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Δ 2005/2006
Productiekost	6,0898	6,2703	6,2325	6,2297	6,5873	6,8606	7,0623	2,94%
<i>Brandstofcomponent</i>	1,7542	1,9347	1,8968	1,8941	2,2517	2,4256	2,4117	-0,57%
<i>Andere productiekosten</i>	4,3356	4,3356	4,3356	4,3356	4,4261	4,5442	4,6507	2,34%
Gemiddelde Nc index	1,0331	1,1394	1,1171	1,1155	1,3261	1,4285	1,4203	-0,57%
Transmissiekost				1,1235	1,0104	0,8781	0,8275	-5,76%
Distributiekost		Captieve markt		2,8635	2,8636	2,3756	1,8131	-23,68%
Totaal	12,2800	12,6400	12,3900	10,2167	10,4614	10,1143	9,7029	-4,07%

Typeklant Ic-Wallonië

(cent per kWh)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Δ 2005/2006
Productiekost	6,0898	6,2703	6,2325	6,2297	6,5873	6,8606	7,0623	2,94%
<i>Brandstofcomponent</i>	1,7542	1,9347	1,8968	1,8941	2,2517	2,4256	2,4117	-0,57%
<i>Andere productiekosten</i>	4,3356	4,3356	4,3356	4,3356	4,4261	4,5442	4,6507	2,34%
Gemiddelde Nc index	1,0331	1,1394	1,1171	1,1155	1,3261	1,4285	1,4203	-0,57%
Transmissiekost				1,1235	1,0104	0,8781	0,8275	-5,76%
Distributiekost		Captieve markt		3,7723	4,0920	3,9198	3,3059	-15,66%
Totaal	7,1229	6,2703	6,2325	11,1255	11,6897	11,6585	11,1957	-3,97%

EINDE DEEL I



www.CREGI.be



Commission de Régulation
de l'Électricité
et du Gaz

II - GAZ

**Tarifs pour
le transport et la distribution en 2006**

Conférence de presse 18-01-2006

François POSSEMIERS
Directeur du contrôle des prix et des comptes
sur le marché du gaz naturel

Plan de l'exposé

- Évolution du marché du gaz naturel - rôle de la CREG
- Tarifs FLUXYS et FLUXYS LNG
 - Introduction
 - Acheminement
 - Stockage
 - Terminaling GNL
 - Conclusion
- Tarifs gestionnaires des réseaux de distribution
 - Introduction
 - Analyse des budgets proposés / approuvés
 - Analyse des coûts maîtrisables
 - Analyse des tarifs
 - Conclusion
- Marché captif

Evolution du marché du gaz

ACTIVITE	Estimation du prix HTVA payé par les ménages (tarif B)	Statut avant libéralisation	Statut après libéralisation
Importation *	45 %	Monopole naturel: Distrigaz	Concurrence : Distrigaz, GDF, BP, ...
Transport	9 %	Monopole légal: Distrigaz	Monopole légal**: Gestionnaire réseau tpt : Fluxys - FluxysLNG
Distribution	29 %	Monopole légal: 19 Intercommunales	Monopole légal : 19 Intercommunales (GRD)
Fourniture ***	13 % + 4%	Monopole légal: Distrigaz Intercommunales	Concurrence : Distrigaz, GDF, ... ECS, Nuon, Luminus, ...

* Molécule gaz + transport jusqu'à la frontière

** Pour l'exploitation des installations et dès l'entrée en vigueur de la loi du 1er juin 2005

*** Vente + surcharges

Les missions de la CREG (tarifs)

- **2 Missions** : - conseil des autorités pour les marchés du gaz et de l'électricité
- contrôle de l'application des lois et règlements
- **Principales tâches de la CREG pour les tarifs gaz :**

Marché captif : 1^{er} juillet 2003 : dissolution du Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz (CCEG) :

- reprise des compétences par la CREG
- fixation des prix maxima pour la fourniture de gaz aux clients captifs (= clients non professionnels de la Région Wallonne et de Bxl) : prix péréquaté (all-in)
- continuité des paramètres CCEG pour clients captifs (industriels et domestiques)

Marché libéralisé: la CREG :

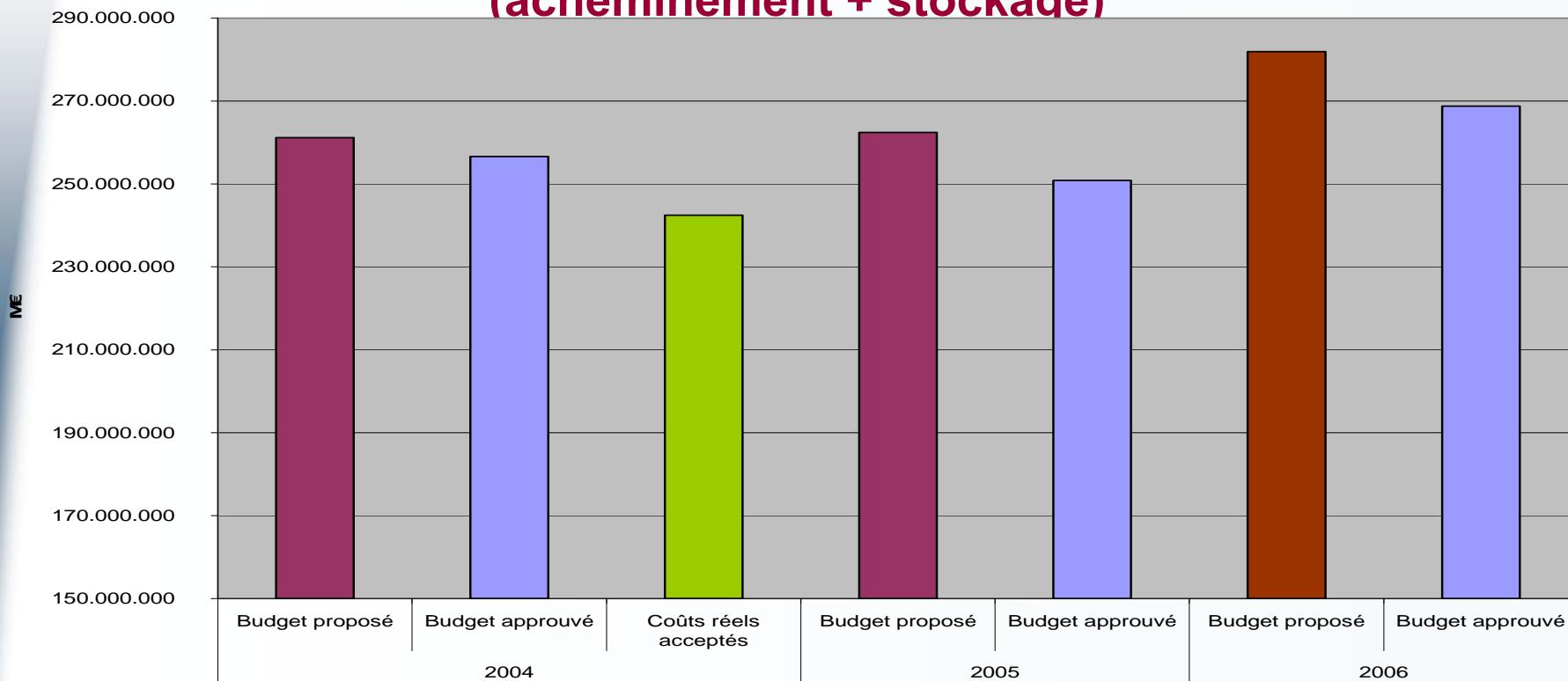
- approuve les tarifs de transport, stockage, terminaling GNL et distribution de gaz pour l'année suivante : *décision annuelle, a priori*
- contrôle la comptabilité des entreprises de gaz (obligations légales – absence subventions croisées) pour l'année écoulée : *décision annuelle, a posteriori*

Tarifs 2006

FLUXYS et FLUXYS LNG

Analyse des budgets : Fluxys

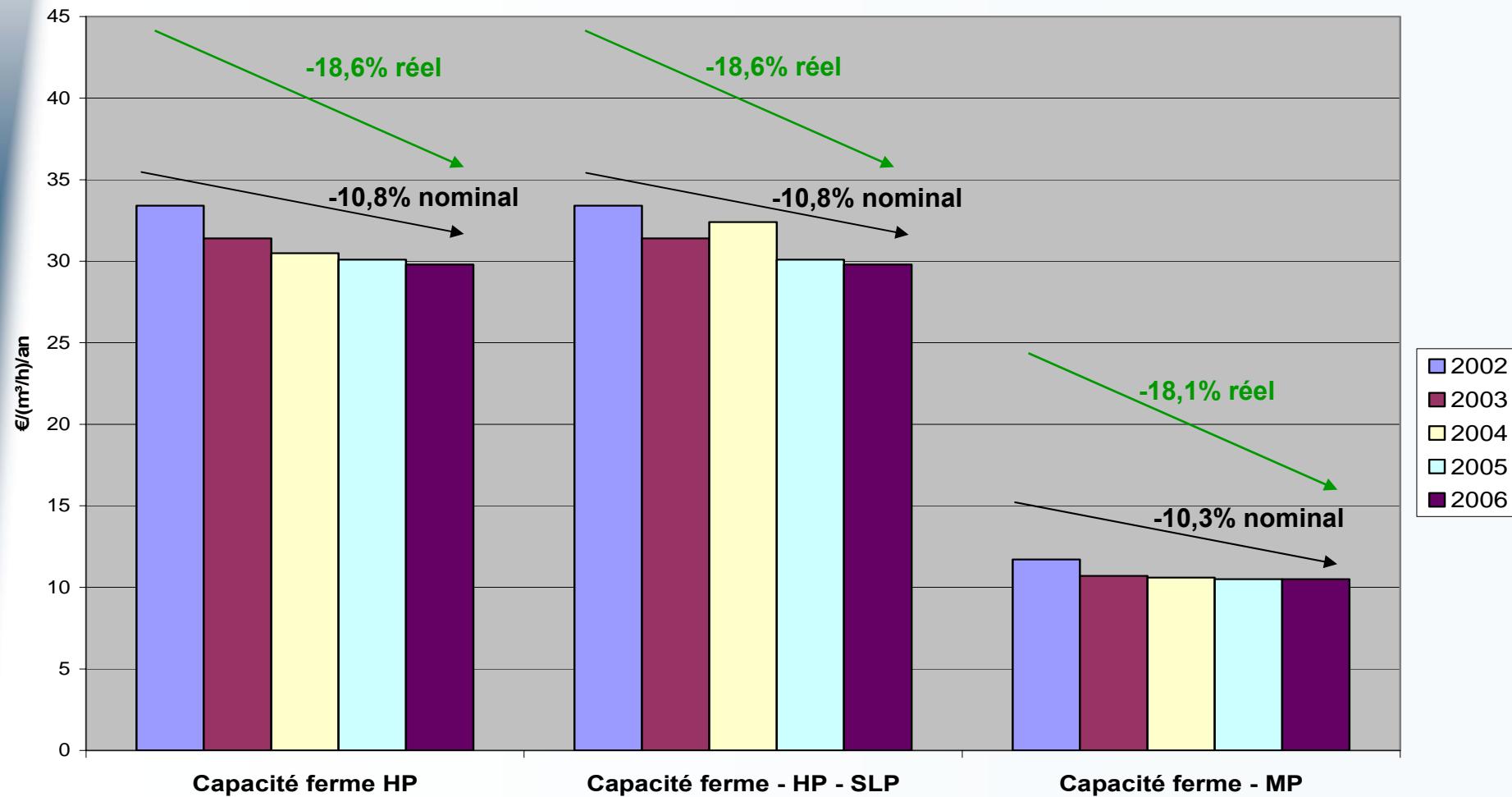
(acheminement + stockage)



- Baisse continue entre les budgets proposés par Fluxys, les budgets approuvés et les coûts réels acceptés par la CREG
- Augmentation des coûts au cours du temps :
 - augmentation de la prévention et de la sécurité vis-à-vis des installations de gaz
 - hausse des investissements (augmentation de la demande de gaz et des capacités utilisées - développement du réseau et des services)
 - activité de transporteur (passage d'une entreprise intégrée vers un gestionnaire de réseau – recrutements de personnel)

Tarifs 2006 - Acheminement

- **Comparaison des tarifs pour les principaux services d'acheminement**
(hors taxes et surcharges)

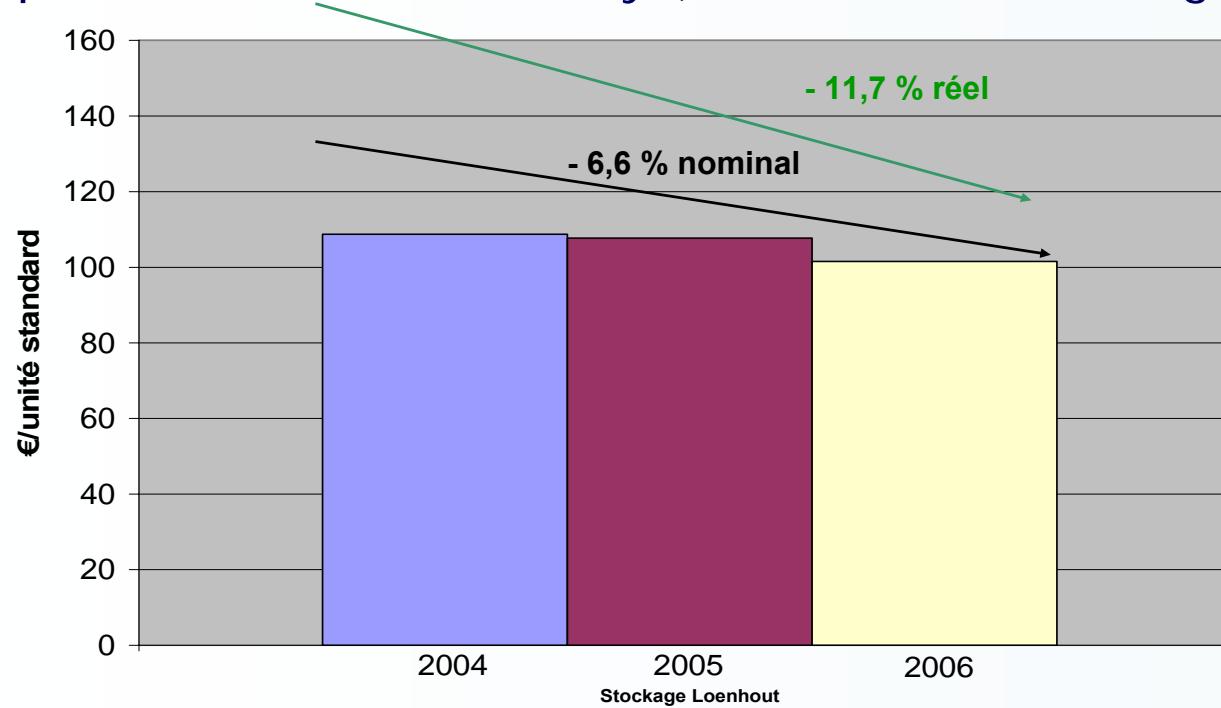


Tarifs 2006 - Acheminement

- Baisse continue des tarifs entre 2002 et 2006 : supérieure à -10% hors inflation et à -18% si on considère l'inflation
- Amélioration de l'offre de service (capacité à court terme, interruptible, conditionnelle, flexibilité supplémentaire, marché secondaire, ...)
- Diminution des tarifs due :
 - *au rejet de coûts déraisonnables par la CREG*
 - *à une meilleure budgétisation des coûts et des utilisations par Fluxys*
 - *au versement de bonus (écart entre budget et réalité) aux exercices suivants*
 - *à la baisse des taux d'intérêts (base de calcul de la marge bénéficiaire équitable)*

Tarifs 2006 - Stockage

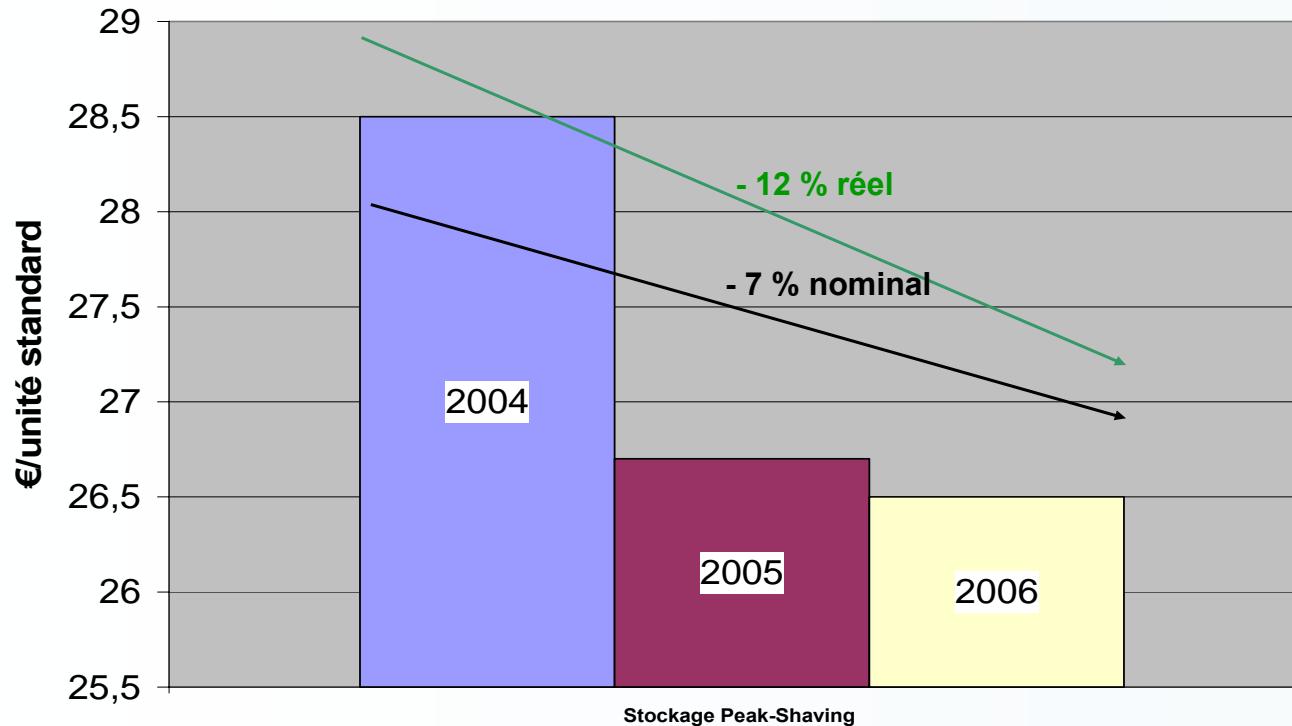
- **Tarif de stockage à Loenhout (aquifère) : unité standard :** regroupe injection, stockage, émission de base, émission de pointe + terme commodity (hors taxes et surcharges)



- **Baisse continue des tarifs entre 2004 et 2006 : supérieure à - 6% hors inflation et à -11% si on considère l'inflation**
- **Amélioration de l'offre de service (stockage de court terme, interruptible, marché secondaire, ...)**

Tarifs 2006 - Stockage

- Tarif de stockage à Dudzele (stockage GNL) : unité standard : regroupe émission ferme, émission interruptible, stockage + terme commodity (hors taxes et surcharges)



- Baisse continue des tarifs entre 2004 et 2006 : - 7% hors inflation et - 12 % si on considère l'inflation
- Amélioration de l'offre de service (stockage interruptible, marché secondaire, ...)

Tarifs 2006 – Terminaling GNL

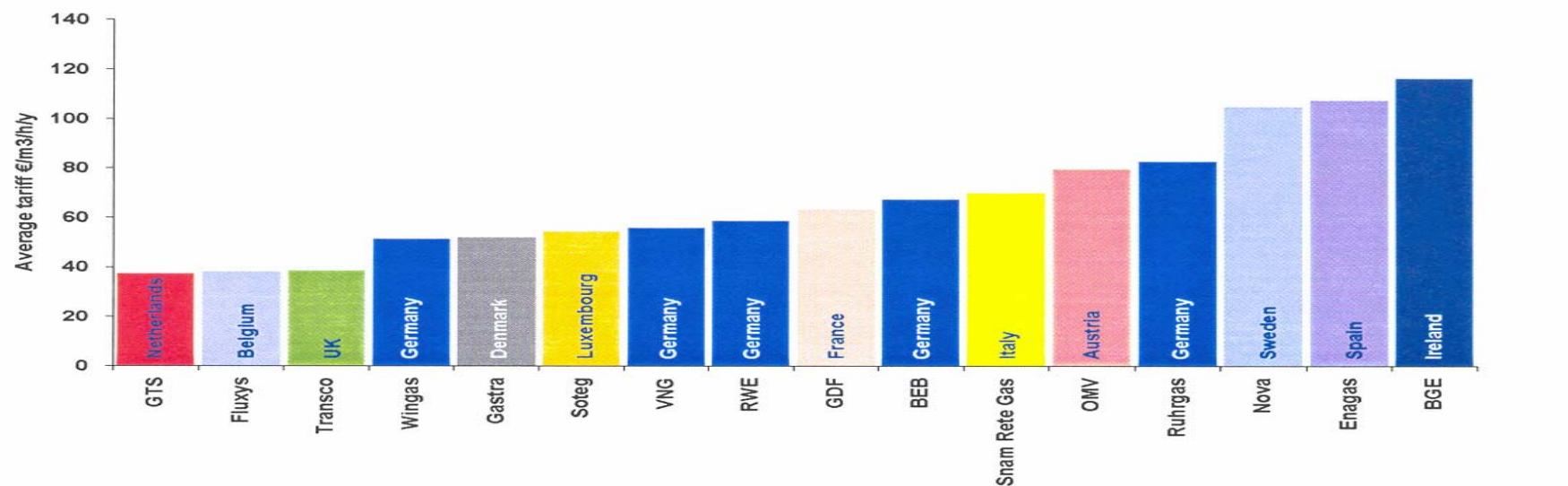
- Tarif d'utilisation du terminal de Zeebrugge** : comprend la réception et le déchargement de méthaniers, le stockage tampon de GNL, et l'émission vers le réseau de transport après regazéification

	Tarif 2004	Tarif 2005	Comparaison 2004/2005	Tarif 2006	Comparaison 2004/2006
Réception (€/cargaison)	223.310	205.407	-8,0%	210.478	-5,7%
Stockage de base (€/jour)	31.928	31.396	-1,7%	29.791	-6,7%
Stockage de flexibilité (€/m ³ GNL/jour)	0,22	0,22	0,0%	0,17	-22,7%
Emission ferme (€/(m ³ (n)/h)/an)	20,72	19,33	-6,7%	19,3	-6,9%
Emission interruptible (€/(m ³ (n)/h)/an)	12,43	11,6	-6,7%	11,6	-6,7%

- Baisse globale des tarifs de Fluxys LNG entre 2004 et 2006 : -6,5% hors inflation et -11,5% si on considère l'inflation**

Niveau des tarifs

- **Au niveau européen** : une étude de la CREG a démontré fin 2002 que Fluxys et Fluxys LNG se situaient parmi les opérateurs appliquant les tarifs les plus bas pour l'acheminement, le stockage et le terminaling.
- **Acheminement** : confirmation par le bureau Arthur D. Little en 2005:

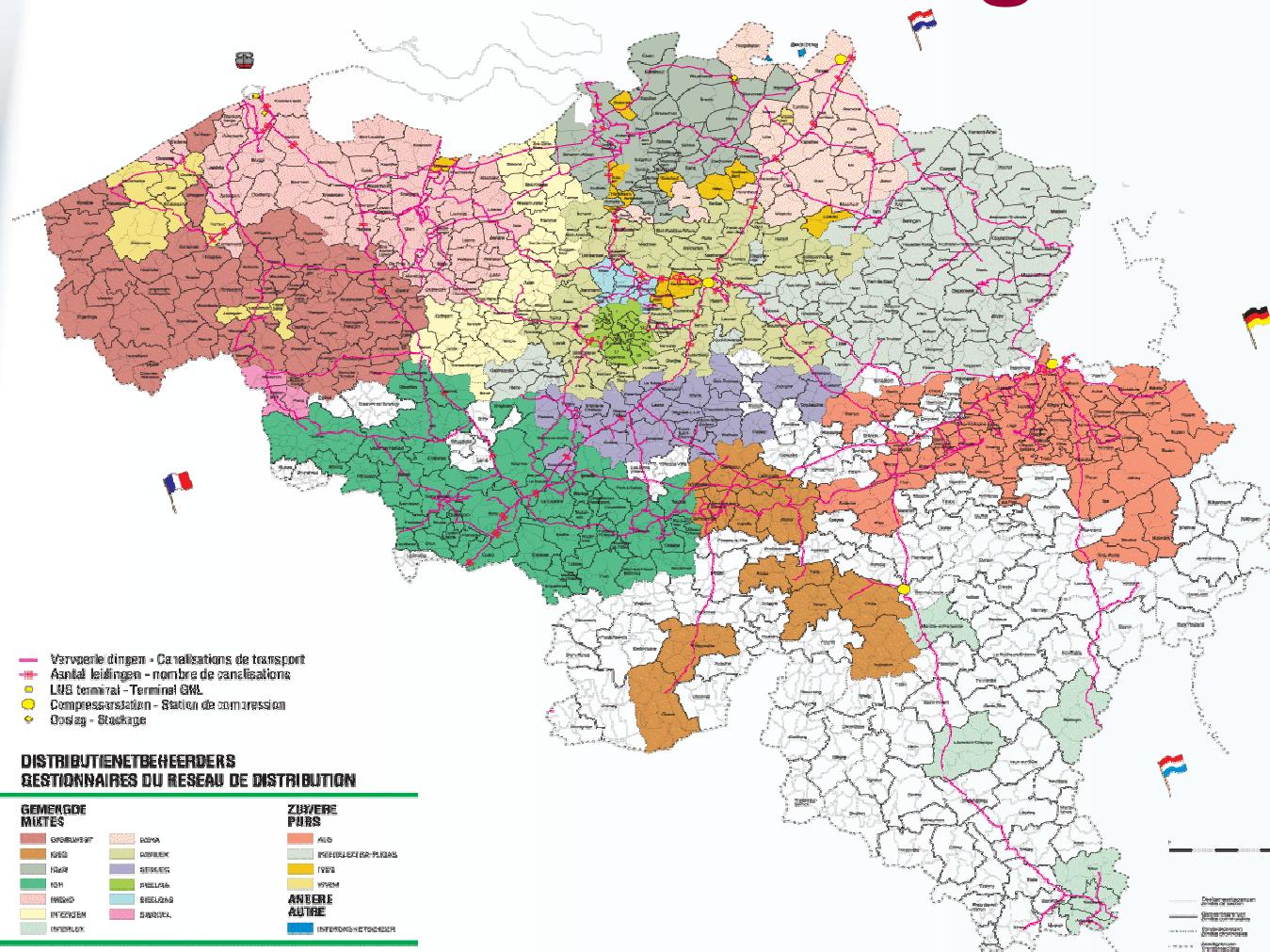


- **Stockage et terminaling** : les tarifs de Fluxys et Fluxys LNG devraient rester compétitifs au niveau européen en 2006

Tarifs 2006

GESTIONNAIRES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Inleiding

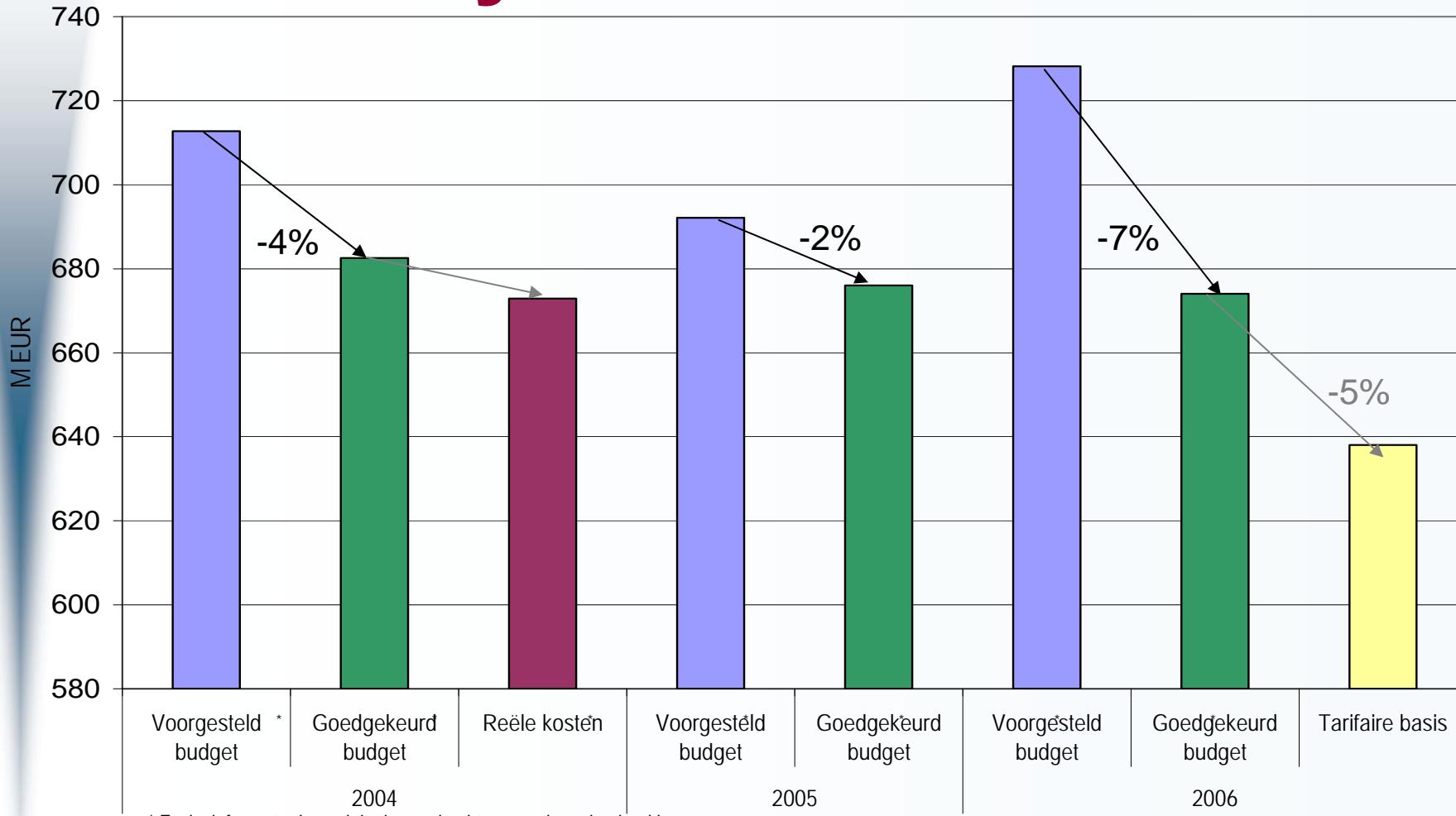


DNB	2006
ALG	x
GASELWEST	x
IDEGL	x
IGAO	x
IGH	x
IMEWO	x
INTERGAS	✓
INTERGEM	x
INTERLUX	x
IVEG	✓
IVEKA	x
IVERLEK	x
PLIGAS	✓
SEDILEC	x
SIBELGA	✓
SIBELGAS	x
SIMOGEL	x
WVEM	✓

✓: goedgekeurde tarieven
x: opgelegde tarieven

- De CREG keurde de tarieven van 5 DNB's goed voor geheel 2006
- De CREG legde aan 13 DNB's tarieven op voor een hernieuwbare periode van 3 maanden

Analyse van de kosten



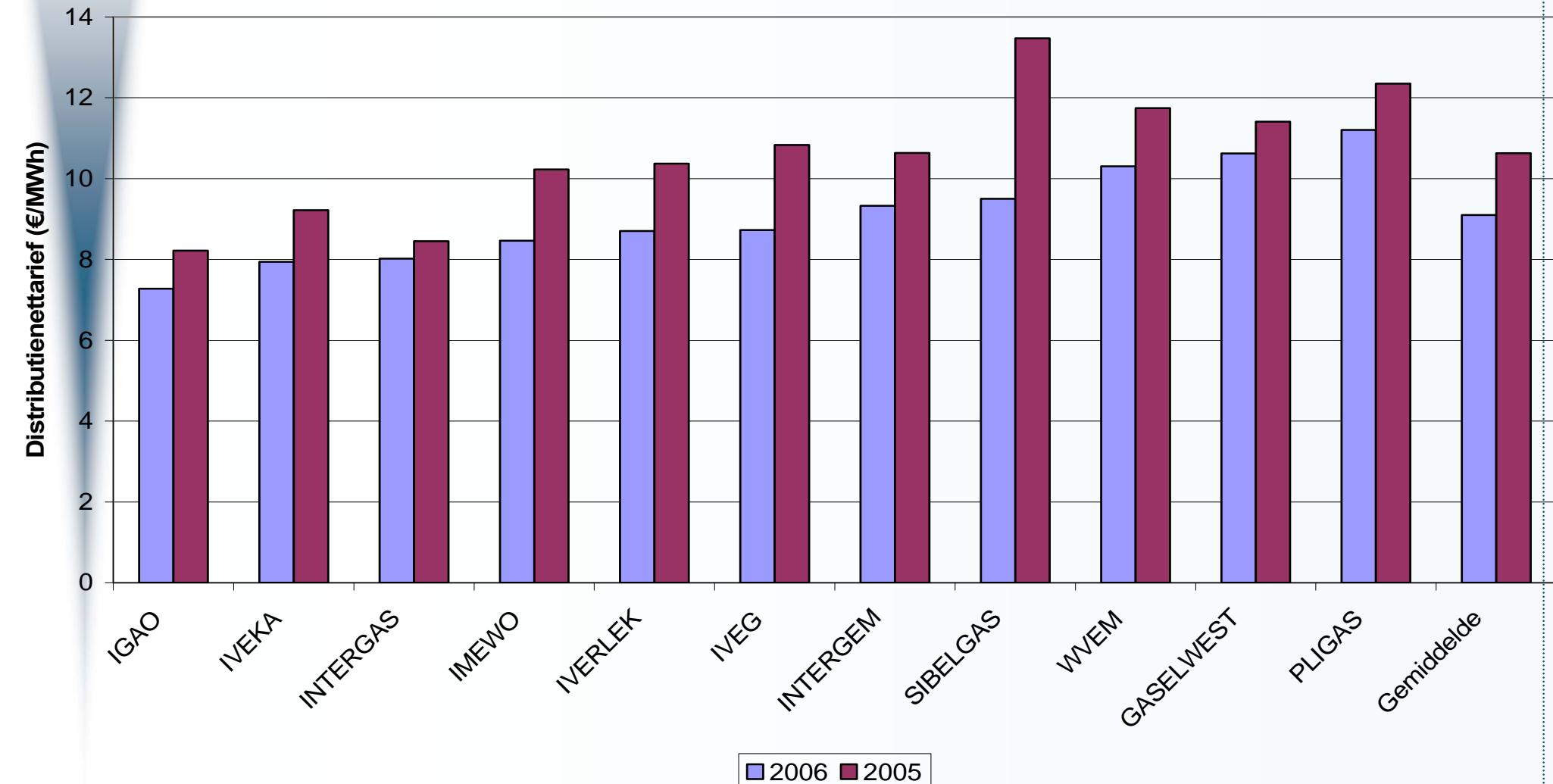
- De CREG vraagt de DNB's hun tariefvoorstel aan te passen en verwerpt desgevallend onredelijke kosten, waardoor de goedgekeurde budgetten 2% tot 7% lager liggen
- In 2004 lagen de reële kosten nog lager dan het goedgekeurde budget én dan de reële inkomsten zodat een exploitatieoverdracht het budget aan de basis van de tarieven 2006 vermindert

Tariefanalyse (1)

- **Algemene tariefstructuur**
 - Vereenvoudiging van 11 degressieve schijven naar binoom systeem met proportionele (kWh) term, en vaste of capacitaire (kW) term
 - Uniformering van de toewijzings- en facturatiemodaliteiten met invoering van het ‘best billing’ principe voor de jaaropgemeten klanten
- **Verbruiksscenario’s voor vrijgemaakte markt**
 - 22 MWh: T2 - huishoudelijke verwarmingsklant (voorheen Tarief B)
 - 2.800 MWh: T4 - professionele verbruiker (voorheen Tarief NH3)
 - 25.000 MWh: T6 – industriële verbruiker (voorheen Tarief NTI)
- **Vergelijkingspunten**
 - Tarief 2005: door de CREG goedgekeurd/opgelegd tarief geldig van 01/01/05 tot 31/03/05
 - Tarief 2006: door de CREG goedgekeurd/opgelegd tarief geldig van 01/01/06 tot 31/03/06

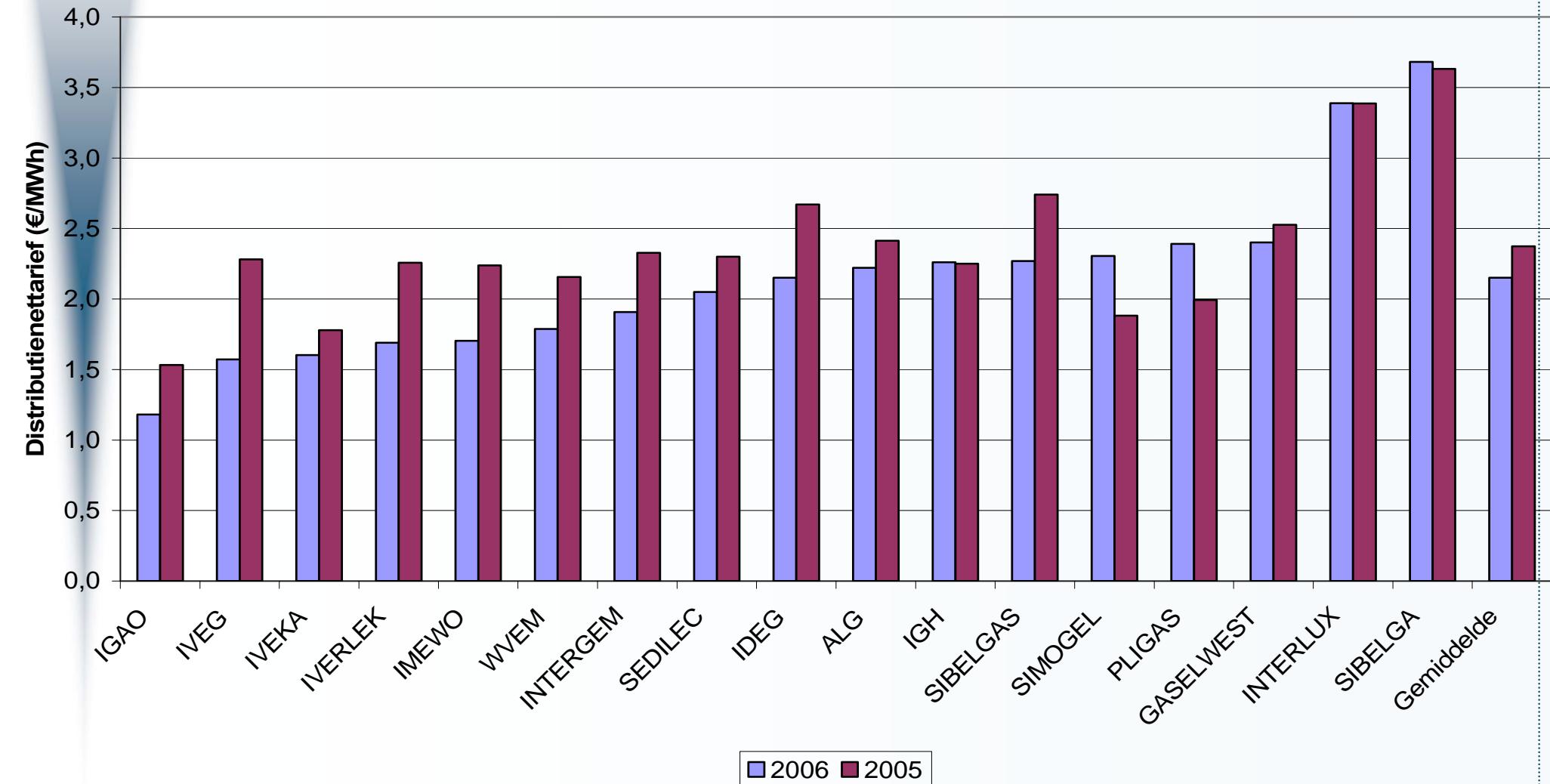
Tariefanalyse (2)

Huishoudelijke aardgasverwarmingsklant (22 MWh/jaar)



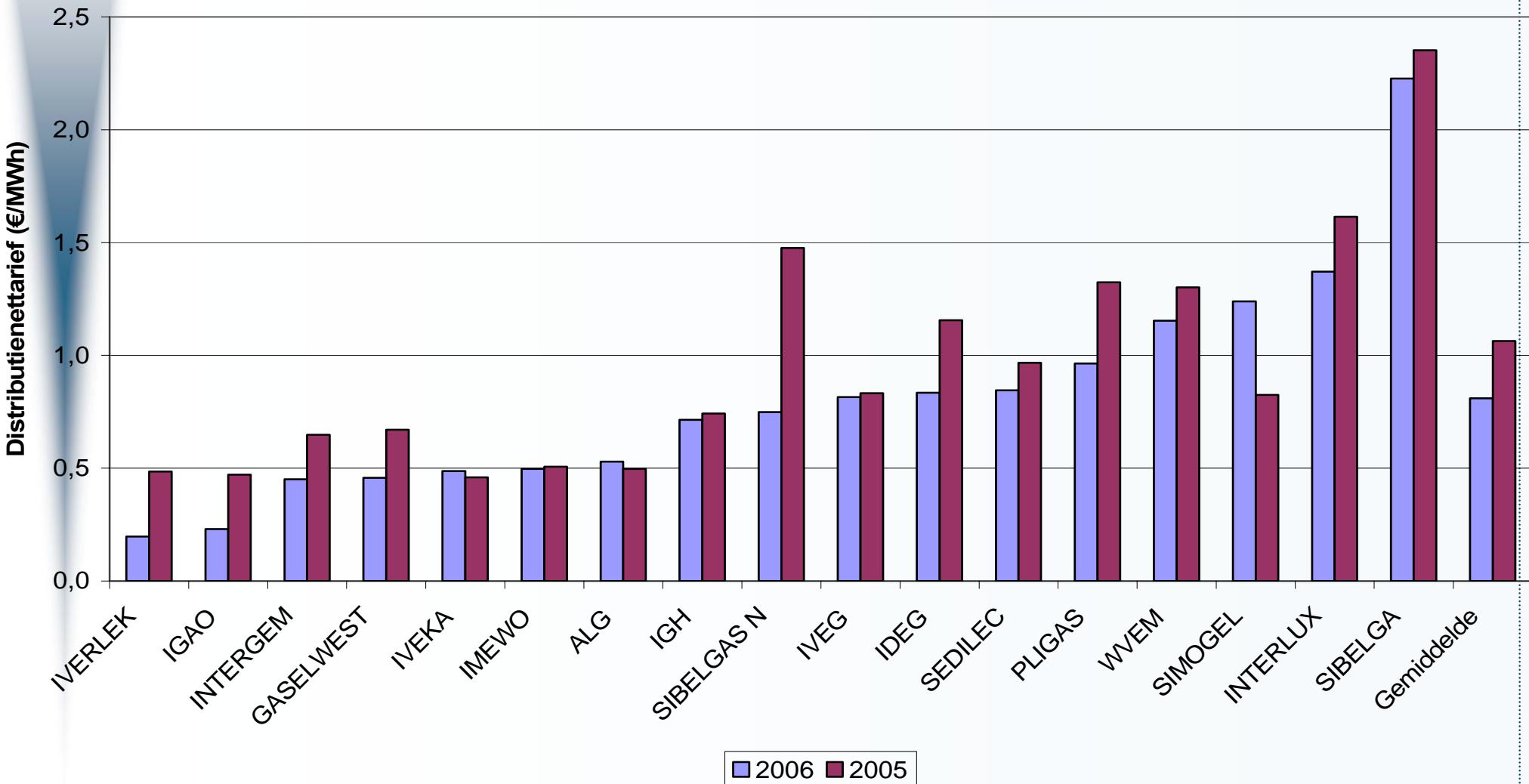
Tariefanalyse (3)

Professionele aardgasverbruiker (2.800 MWh/jaar)



Tariefanalyse (4)

Industriële aardgasverbruiker (jaarlijks verbruik > 10 GWh)

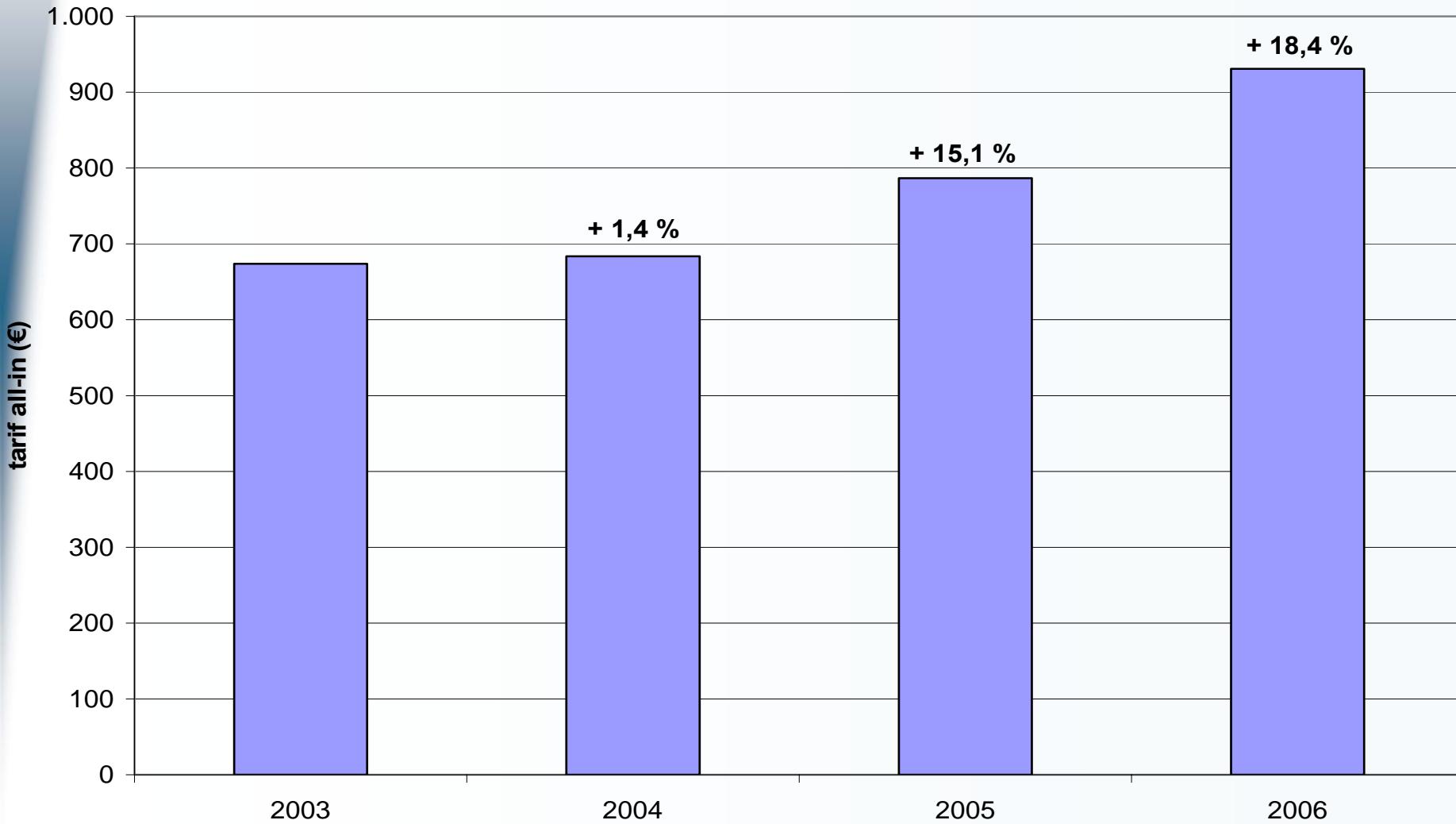


Tarifs 2006

MARCHÉ CAPTIF

Analyse marché captif

Client standard "chauffage individuel" 22 MWh/an (HTVA et hors surcharges)



Conclusies

AARDGASTTRANSPORTNETTARIEVEN

- La baisse des tarifs d'acheminement, de stockage de gaz et de terminaling GNL se poursuit en 2006
- Depuis 2002, le contrôle de la CREG a mené à une baisse des tarifs, hors inflation, de l'ordre de 10% pour le transport de gaz. De 2004 à 2006, cette baisse est de 7% pour le stockage et le terminaling GNL
- Les tarifs de Fluxys et Fluxys LNG sont parmi les plus bas au niveau européen
- Des investissements et des recrutements sont nécessaires chez les gestionnaires pour développer la capacité des réseaux et offrir aux utilisateurs des services adaptés à un marché concurrentiel
- Une augmentation des dépenses est nécessaire en matière de prévention des accidents et de sécurité des installations
- On constate en parallèle une augmentation des services offerts aux utilisateurs de réseau, une amélioration des conditions d'accès au réseau et un développement progressif de la concurrence

Conclusies

AARDGASDISTRIBUTIENETTARIEVEN

- De controles van de CREG leiden tot een daling van het budget als basis voor de tarieven
 - A priori, met een reductie van 2% tot 7% op de door de DNB's ingediende budgetten
 - A posteriori, met een reductie van 5% ten gevolge van de bepaling van een exploitatieoverschot
- De CREG ijvert ook voor meer transparantie, hetgeen de concurrentie bevordert
 - Vereenvoudiging van de tariefstructuur naar systeem met 1 variabele en 1 vaste/capacitaire term
 - Uniforme toewijzings- en facturatiemodaliteiten met 'best billing' principe
- De gemiddelde aardgasdistributienettarieven in 2006
 - Dalen met 14% voor de huishoudelijke verwarmingsklanten
 - Dalen met 9% voor de professionele klanten
 - Dalen met 24% voor de industriële klanten

CAPTIEVE MARKT

- La hausse des prix du pétrole impacte de manière limitée le prix du gaz (+15 % en '05, + 18 % en '06)

EINDE DEEL II



www.CREGI.be

