



VLAAMSE MILIEUMAATSCHAPPIJ



# Milieurapport Vlaanderen MIRA

Achtergronddocument  
Sector Energie



# Milieurapport Vlaanderen

## MIRA Achtergronddocument 2010 Energie



**Coördinerend auteur**

*Johan Brouwers, MIRA, VMM*

**Auteurs**

*Johan Couder, Aviel Verbruggen, STEM, Universiteit Antwerpen*

*Nathalie Devriendt, Kristien Aernouts, Wouter Nijs, Ruben Guisson, Erwin Cornelis, Luc Pelkmans,  
Sofie Vangeel, Ils Moorkens, VITO*

*Hans Vanmarcke, Studiecentrum voor Kernenergie*

*Laatst bijgewerkt: Maart 2011*

**Bronvermelding bij overname informatie**

Overname van informatie uit dit document wordt aangemoedigd mits bronvermelding. Hoe citeren?

Kort: MIRA Achtergronddocument 2010, Energie

Volledig: MIRA (2011) Milieurapport Vlaanderen, Achtergronddocument Energie 2010, Brouwers J., Couder J., Verbruggen A., Devriendt N., Aernouts K., Nijs W., Guisson R., Cornelis E., Pelkmans L., Vangeel S., Moorkens I. en Vanmarcke H., Vlaamse Milieumaatschappij, [www.milieurapport.be](http://www.milieurapport.be)

## Inhoudsopgave

Coördinerend auteur .....	3
Auteurs .....	3
Inhoudsopgave .....	5
Overzicht figuren .....	12
Overzicht tabellen .....	16
<b>A. Het energiesysteem Vlaanderen .....</b>	<b>18</b>
1 Enkele fundamentele begrippen i.v.m. energie .....	18
1.1 Wat is energie? .....	18
1.2 Meten van energie .....	19
1.2.1 De eenheid "joule" of J .....	19
1.2.2 De eenheid "kilowattuur" of kWh .....	19
1.2.3 Andere eenheden .....	19
1.3 Vormen van energie .....	20
1.4 Omzetting en overdracht van energie .....	21
1.4.1 De wet van energiebehoud en de wet van het spontaan verlies aan energiekwaliteit .....	21
1.4.2 Energetisch rendement .....	23
1.4.2.1 Het rendement van een elektromotor .....	23
1.4.2.2 Het rendement van een auto .....	23
1.4.2.3 Het ketenrendement van 'steenkoolverbranding tot verlichting' .....	23
1.4.2.4 Het "from well to wheel" of "source to service" rendement .....	24
1.4.3 Energieverbruik, energieverliezen en energiebesparing .....	24
2 De bronnen van energie .....	24
2.1 Overzicht van energiebronnen .....	24
2.1.1 Natuurlijke primaire conversieprocessen .....	24
2.1.2 Kunstmatige primaire conversieprocessen .....	25
2.1.3 Intermediaire energiedragers .....	25
2.1.4 Hernieuwbare, niet-hernieuwbare en duurzame energie .....	25
2.2 Hernieuwbare energiebronnen .....	26
2.2.1 Zonne-energie .....	26
2.2.2 Biomassa .....	26
2.2.3 Windenergie .....	27
2.2.4 Waterkracht .....	27
2.2.5 "Oceanische energie" (golven, getijden, permanente zeestromen en zoutgradiënten) .....	28
2.2.6 Aardwarmte (geothermische energie) .....	28
2.2.7 Voor- en nadelen van hernieuwbare energiebronnen .....	29
2.3 Niet-hernieuwbare energiebronnen <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	30
2.3.1 Voorraden en reserves .....	30
2.3.2 Fossiele brandstoffen .....	32
2.3.2.1 Olievoorraden .....	32
2.3.2.2 Gasvoorraden .....	33
2.3.2.3 Steenkoolvoorraden .....	33
2.3.3 Uranium- en thoriumertsen .....	34
2.3.4 Overzicht van de energievoorraden niet-hernieuwbare energiebronnen per wereldregio .....	34
2.4 De primaire energieproductie in Vlaanderen <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	36
2.4.1 De invoer van splijtstoffen .....	36
2.4.2 De invoer van aardgas .....	36
2.4.3 De invoer van petroleum en intermediaire petroleumproducten .....	37
2.4.4 De winning en invoer van steenkool en steenkoolvergassing .....	38
2.4.5 Overige primaire energiebronnen .....	39
2.5 De afhankelijkheid van ingevoerde energie <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	39
2.5.1 Betrouwbaarheid .....	40
2.5.2 Duurzaamheid .....	40
2.5.3 Competitiviteit .....	40
3 De transformatie van energiebronnen naar intermediaire energiedragers .....	41
3.1 Elektriciteit .....	41
3.2 Waterstof(gas) .....	41

3.3	Gereinigd aardgas, LNG en CNG.....	44
3.4	Petroleumproducten .....	44
3.5	Gereinigde kolen, cokes, stadsgas en andere steenkoolderivaten.....	44
3.6	Splijtstofelementen (splijtstofcyclus).....	44
3.7	Energiedragers uit biomassa (biobriketten/pellets, biogas, biofuels).....	45
3.8	Warmte en elektriciteit rechtstreeks uit zonne-energie .....	45
4	Energiegebruik, -intensiteit en -besparing in Vlaanderen.....	46
4.1	Energiestromen in het energiesysteem Vlaanderen D/P <i>Laatst bijgewerkt:</i> <i>februari 2011</i> .....	46
4.2	Energiegebruik per sector of per energiedrager D/P <i>Laatst bijgewerkt:</i> <i>februari 2011</i> .....	47
4.2.1	Bruto binnenlands energiegebruik per energiedrager en internationale bunkers.....	47
4.2.2	Importafhankelijkheid van het energiegebruik en decentrale energieproductie in Vlaanderen.....	50
4.2.3	Eigen energiegebruik en energieverliezen van de energiesector .....	51
4.2.4	Eindgebruik of netto binnenlands energiegebruik per sector.....	51
4.2.5	Primair energiegebruik per capita.....	53
4.3	Energie- en koolstofintensiteit in Vlaanderen D/P <i>Laatst bijgewerkt:</i> <i>februari 2011</i> .....	53
4.3.1	Verloop van de indicatoren.....	53
4.3.2	Decompositie-analyse van de energie-intensiteit.....	54
4.3.2.1	Economische analyse van energie-intensiteit per (deel)sector.....	54
4.3.2.2	Activiteitgebonden analyse van de energie-intensiteit per (deel)sector.....	56
4.3.3	Internationale vergelijking.....	57
4.3.3.1	Energie-intensiteit.....	57
4.3.3.2	Koolstof-intensiteit .....	60
4.4	Rationeel energiegebruik (REG) <i>Laatst</i> <i>bijgewerkt: oktober 2010</i> .....	61
4.4.1	Trias Energetica.....	61
4.4.2	Doelstellingen rond energiebesparing.....	62
4.4.2.1	Europese doelstellingen .....	62
4.4.2.2	Doelstellingen in Vlaanderen.....	63
<b>B.</b>	<b>Beschrijving van de energiesector.....</b>	<b>66</b>
5	Afbakening van de sector <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	66
5.1	Winning van steenkool en bruinkool.....	66
5.2	Vervaardiging van cokesovenproducten .....	67
5.3	Vervaardiging van geraffineerde aardolieproducten .....	68
5.4	Productie en raffinage van biobrandstoffen.....	69
5.5	Productie, transmissie en distributie van elektriciteit.....	69
5.5.1	Vrijmaking van de energiemarkten (electriciteit en gas) .....	71
5.5.2	Productie en invoer van elektriciteit.....	74
5.5.2.1	Productie van elektriciteit.....	74
5.5.2.2	Invoer van elektriciteit.....	76
5.5.3	Transport (transmissie).....	77
5.5.4	Distributie.....	77
5.5.5	Levering (verkoop).....	78
5.5.6	Trading.....	79
5.6	Invoer, vervoer en distributie van gas.....	80
5.6.1	Productie en invoer van aardgas.....	80
5.6.2	Vervoer van aardgas .....	81
5.6.3	Distributie van aardgas.....	82
5.6.4	Levering van aardgas .....	82
5.6.5	Trading van aardgas.....	82
5.7	Productie en distributie van stoom en warm water.....	83
6	Beschrijving van de activiteiten <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	83
6.1	Activiteiten van de elektriciteitsbedrijven .....	83
6.1.1	Algemene principes van de elektriciteitsopwekking .....	83
6.1.2	Productie via klassieke thermische centrales.....	84
6.1.2.1	Conventionele klassieke thermische centrales .....	84
6.1.2.2	Superkritische en ultra-superkritische poederkoolcentrales .....	85



6.1.2.3 Wervelbedcentrales .....	85
6.1.2.4 Gecombineerde cyclus met geïntegreerde vergassing (IGCC) .....	86
6.1.3 Productie via kerncentrales .....	86
6.1.3.1 Kernsplijting .....	87
6.1.3.2 Kerncentrales van de tweede generatie .....	88
6.1.3.3 Ontwikkeling van kerncentrales van de derde en vierde generatie .....	89
6.1.3.4 Het Myrrha project .....	90
6.1.3.5 Kernfusie .....	90
6.1.4 Productie via gasturbines en STEG-eenheden .....	93
6.1.4.1 Gasturbines (enkelvoudige cyclus) .....	93
6.1.4.2 Stoom- en gasturbines (gecombineerde cyclus) of STEG's .....	94
6.1.5 Productie van warmte en elektriciteit via warmtekrachtkoppeling (WKK) .....	95
6.1.5.1 Principes van WKK .....	95
6.1.5.2 WKK met stoomturbines .....	96
6.1.5.3 WKK met gasturbines (enkelvoudige cyclus) .....	96
6.1.5.4 WKK met STEG's (gasturbines met gecombineerde cyclus) .....	97
6.1.5.5 WKK met verbrandingsmotoren .....	97
6.1.5.6 WKK met microturbines .....	98
6.1.5.7 WKK met Stirlingmotoren .....	98
6.1.6 Duurzame opties voor elektriciteitsopwekking .....	99
6.1.6.1 Productie via biomassa .....	99
6.1.6.2 Productie via windkracht .....	99
6.1.6.3 Productie via fotovoltaïsche omzetting (PV) of zonnestroom .....	101
6.1.6.4 Productie via waterkracht .....	104
6.1.7 Brandstofcellen .....	105
6.1.8 Transport (transmissie) en distributie van elektriciteit .....	107
6.2 Activiteiten van de gasbedrijven .....	109
6.2.1 Het aardgasvervoersnet (transport) .....	109
6.2.3 Compressorstations .....	111
6.2.4 Mengstations .....	111
6.2.5 De ondergrondse opslag van aardgas .....	111
6.2.6 De spitsbesnoeiingsinstallatie ('Peak Shaving Installation') te Dudzele .....	113
6.2.7 De LNG-terminal in Zeebrugge .....	113
6.2.8 De Interconnector Zeebrugge terminal (IZT) .....	114
6.2.9 De Zeepipe-terminal .....	114
6.2.10 Het gasdistributienet en de drukreducerstations .....	115
6.3 Activiteiten van de petroleumraffinaderijen .....	115
6.3.1 Scheiding .....	117
6.3.1.1 Atmosferische destillatie .....	117
6.3.1.2 Vacuüm destillatie .....	117
6.3.2 Conversie .....	117
6.3.2.1 Thermisch kraken – visbreaking, coking .....	118
6.3.2.2 Katalytisch kraken .....	118
6.3.2.3 Hydrokraken .....	118
6.3.2.4 Katalytisch reformeren .....	118
6.3.2.5 Isomerisatie .....	118
6.3.2.6 Alkylatie en polymerisatie .....	118
6.3.2.7 Merox .....	119
6.3.3 Behandelingsprocessen .....	119
6.3.3.1 Hydrotreating .....	119
6.3.3.2 Blazen van bitumen .....	119
6.3.4 Behandeling van petroleum en (eind)producten .....	119
6.3.4.1 Lossen en laden .....	119
6.3.4.2 Opslag .....	119
6.3.4.3 Mengen .....	119
6.3.5 Ondersteunende en aanvullende faciliteiten .....	120
6.3.5.1 Waterstofproductie/-recuperatie .....	120
6.3.5.2 Zwavelherwinning .....	120
6.3.5.3 Etherificatie .....	120
6.3.5.4 Benzeensaturatie-eenheid .....	120
6.3.5.5 Aromatenplant .....	120
6.3.6 Nutsvoorzieningen .....	121

6.3.7 Milieuvoorzieningen .....	121
6.3.7.1 Afvalwaterbehandeling .....	121
6.3.7.2 Zuurwaterbehandeling .....	121
6.3.7.3 Fakkels .....	121
7 Activiteiten van de producenten van biologische brandstoffen .....	121
7.1 Productie van biologische brandstoffen.....	121
7.1.1 Fysische en fysisch-chemische omzetting .....	123
7.1.2 Thermochemische omzetting .....	123
7.1.3 Biologische omzetting.....	124
7.2 Toekomstige ontwikkelingen inzake bio-transportbrandstoffen .....	124
7.3 Energie- en milieuefficiëntie van bio-transportbrandstoffen .....	125
<b>C. Indicatoren .....</b>	<b>127</b>
8 Totale productie, transport en distributie van energie <i>Laatst bijgewerkt: maart 2011</i> .....	127
8.1 Energetische productie van de elektriciteitsbedrijven en de petroleumraffinaderijen D .....	127
8.2 Beschikbaar vermogen voor de productie van elektriciteit D .....	128
8.2.1 Geïnstalleerd vermogen voor elektriciteitsproductie in Vlaanderen en in België .....	128
8.2.2 Netto productie van elektriciteit .....	130
8.2.3 Stroomproductie in nucleaire centrales van nabij bekeken .....	132
8.2.3.1 Internationale vergelijking.....	132
8.2.3.2 Totale en nucleaire elektriciteitsproductie .....	133
8.2.3.3 Kernuitstap.....	134
8.2.4 Energiebalans en rendement van de elektriciteitsopwekking .....	136
8.3 Elektriciteitsleveringen .....	137
8.4 Productie van petroleumproducten (raffinage) D .....	138
8.4.1 Primaire destillatiecapaciteit van petroleumraffinaderijen .....	138
8.4.2 Netto productie van afgewerkte petroleumproducten .....	139
8.5 Kwaliteitseisen petroleumproducten R .....	140
8.6 Vervoer en distributie van aardgas D .....	142
8.6.1 Algemeen.....	142
8.6.2 Aardgasverkoop in België.....	142
8.6.3 Aardgasleveringen in Vlaanderen .....	143
9 Milieuvriendelijke energieproductie <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	144
9.1 Elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen (groene stroom) R .....	145
9.1.1 Inventarisatie van het geïnstalleerd vermogen uit hernieuwbare energiebronnen ...	145
9.1.1.1 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit biogas.....	145
9.1.1.2 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit biomassa.....	149
9.1.1.3 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit biomassa uit huishoudelijk afval .....	150
9.1.1.4 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit waterkracht .....	150
9.1.1.5 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit windenergie op land (onshore).....	151
9.1.1.6 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit windenergie op zee (offshore) .....	151
9.1.1.7 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit fotovoltaïsche (PV) installaties (of 'zonnestroom') .....	154
9.1.2 Productie van groene stroom .....	155
9.1.2.1 Doelstellingen .....	155
9.1.2.2 Effectieve productie van groene stroom.....	157
9.1.2.3 Groenestroomcertificaten .....	159
9.1.2.4 Overige vormen van bevordering van duurzame energiebronnen.....	161
9.1.3 Potentieel voor productie van groene stroom in Vlaanderen (op basis van de Milieuverkenning 2030).....	162
9.2 Warmteproductie uit hernieuwbare energiebronnen (groene warmte) .....	166
9.2.1 Groene warmteproductie in Vlaanderen.....	166
9.2.2 Potentieel van groene warmte .....	170
9.2.2.1 Algemeen groene warmte & koeling .....	171
9.2.2.3 Potentieel groene warmte en koude uit ondergrondse geothermische energiesystemen in Vlaanderen.....	171
9.2.2.2 Potentieel groene warmte en koude uit lucht-warmtepompen in Vlaanderen ...	172

9.3	Biobrandstoffen	174
9.3.1	Verbruik van biobrandstoffen in Vlaanderen	174
9.3.2	Beleidsdoelstellingen en wettelijk kader	175
9.3.3	Productie van biobrandstoffen	177
9.3.4	Algemene stimulansen in Vlaanderen en België	179
9.3.4.1	Accijnsverlaging	179
9.3.4.2	Normeringen	180
9.4	Totaal hernieuwbare energie	180
9.4.1	Inventaris hernieuwbare energie	180
9.4.2	Potentieel aan hernieuwbare energie	183
9.4.2.1	Inschatting visionair scenario uit de Milieuverkenning 2030 van MIRA (december 2009)	183
9.4.2.2	VITO-prognoses voor hernieuwbare energie en WKK in Vlaanderen tegen 2020 (oktober 2009)	186
9.4.2.3	Studie National Renewable Energy Source Industry Roadmap Belgium, Edora – ODE studie (februari 2010)	188
9.5	Duurzaamheidsaspecten	189
9.5.1	Ecologische-aspecten	189
9.5.1.1	Wetgeving	189
9.5.1.2	Inventarisatie en potentieel biomassa	189
9.5.2	Sociale aspecten	191
9.5.3	Economische aspecten	191
9.5.3.1	MIRA 2009: Energie en klimaatscenario's voor de sectoren energie en industrie	191
9.5.3.2	Overige projecten	192
9.6	Productie van elektriciteit en warmte d.m.v. warmtekrachtkoppeling (WKK)	193
9.6.1	Doelstellingen en potentieel van WKK	193
9.6.2	Evolutie van de productie van elektriciteit en warmte uit WKK	195
9.6.3	Kwalitatieve WKK	199
9.6.3.1	Op basis van kwaliteitseis WKK-certificaten	199
9.6.3.2	Gebaseerd op totale rendementen	201
9.6.4	Warmtekrachtcertificaten (WKK-certificaten)	202
9.6.4.1	Het systeem van WKK-certificaten	202
9.6.4.2	Garantie van oorsprong	203
9.6.4.3	Minimumwaarde voor warmtekrachtcertificaten	203
9.6.4.4	Resultaten	203
9.6.5	Bio-WKK: efficiënt en groen	204
9.6.6	Europese stimulansen	205
9.7	Stadsverwarming	205
9.7.1	Stadsverwarming te Gent (Ham)	206
9.7.2	Stadsverwarming te Roeselare	206
9.8	Totaal milieuvriendelijke energieproductie: hernieuwde energie & WKK	206
9.8.1	Toetsing aan doelstelling	206
9.8.2	Vlaams Actieplan Milieuvriendelijke Energieproductie	206
10	Energiegebruik en -verliezen in de energiesector <i>Laatst bijgewerkt: oktober 2010</i>	207
10.1	Eigen energiegebruik en energieverliezen door de energiesector P	207
10.2	Maatregelen inzake energiegebruik en broeikasgasemissies in de energiesector	
R		210
10.2.1	Maatregelen inzake energiegebruik en broeikasgasemissies bij elektriciteitsbedrijven	210
10.2.1.1	Trias Energetica revisited	210
10.2.1.2	Verbetering van het rendement	210
10.2.1.3	Brandstofdiversiteit	210
10.2.1.4	Kernenergie	212
10.2.2	Maatregelen inzake energiegebruik en broeikasgasemissies bij petroleumraffinaderijen	212
10.2.3	Maatregelen betreffende energiegebruik en broeikasgasemissies bij gasbedrijven	212
10.2.4	Sectoroverschrijdende beleidsinstrumenten betreffende klimaatverandering	214
11	Watergebruik door de energiesector <i>Laatst bijgewerkt: oktober 2010</i>	214
11.1	Koelwatergebruik door de energiesector P	214
11.2	Watergebruik (excl. koelwater) door de energiesector P	216
12	Emissies naar lucht door de energiesector <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i>	217

12.1 Emissie van broeikasgassen (CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, SF <sub>6</sub> , PFK's, HFK's) door de energiesector P.....	217
12.1.1 Verloop van de indicator.....	217
12.1.2 Maatregelen inzake broeikasgasemissies van de energiesector.....	218
12.2 Emissie van verzurende stoffen (SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , NH <sub>3</sub> ) door de energiesector P.....	218
12.2.1 Verloop van de indicator.....	218
12.2.3 Maatregelen inzake verzurende emissies bij elektriciteitsbedrijven.....	220
12.2.3.1 Technische maatregelen.....	220
12.2.3.2 Milieubeleidsvereenkomst (MBO Elektriciteitssector).....	222
12.2.3 Maatregelen inzake verzurende emissies bij petroleumraffinaderijen.....	224
12.2.3.1 Technische maatregelen.....	224
12.2.3.2 Aanpassingen aan Vlare II.....	224
12.3 Emissie van ozonprecursoren (NMVOS, NO <sub>x</sub> , CO, CH <sub>4</sub> ) door de energiesector P.....	225
12.3.1 Verloop van de indicator.....	225
12.3.2 Maatregelen i.v.m. precursoren van troposferische ozon.....	226
12.4 Emissie van zwevend stof (totaal; PM10; PM <sub>2,5</sub> ) door de energiesector P.....	227
12.4.1 Verloop van de indicator.....	227
12.4.2 Maatregelen betreffende stofemissies.....	229
12.5 Emissie van zware metalen (As, Be, Cd, Hg, Se, Mn, Ni, Co, Cr, Cu, Pb, Sb, Tl, V, Zn) door de energiesector P.....	230
12.6 Emissie van andere stoffen naar lucht door de energiesector: BTX (benzeen, toluen, xyleen), H <sub>2</sub> S, dioxines, PAK's, PCB's P.....	233
12.6.1 Emissie van BTX.....	233
12.6.2 Emissie van H <sub>2</sub> S.....	234
12.6.3 Emissie van dioxines.....	235
12.6.4 Emissie van PAK's.....	235
12.6.5 Emissie van PCB's.....	236
13 Lozing van afvalwater door de energiesector <i>Laatst bijgewerkt: oktober 2010</i> .....	236
13.1 Bronnen van afvalwater door de energiesector.....	236
13.2 Lozing van afvalwater door de energiesector P.....	238
14 Energieproductie en radioactiviteit <i>Laatst bijgewerkt: oktober 2010</i> .....	242
14.1 Algemene aspecten met betrekking tot radioactiviteit.....	242
14.1.1 Verschillende vormen van ioniserende straling.....	242
14.1.2 Algemene impact op de gezondheid en bronnen van ioniserende straling in Vlaanderen.....	243
14.1.3 Verhoogde concentraties aan natuurlijke radioactieve stoffen buiten de splijtstofcyclus.....	243
14.2 Radioactieve lozingen naar oppervlaktewater en lucht door kerncentrales P.....	244
14.2.1 Opvolging lozingen bij normale werking.....	244
14.2.2 Radiologisch toezicht en noodplanning voor nucleaire ongelukken.....	245
14.3 Blootstelling aan ioniserende straling in en rond kerncentrales S.....	247
14.3 Europese en Belgische beleidscontext.....	249
14.4 Nucleaire risico's I.....	250
14.4.1 Perceptie van nucleaire risico's.....	250
14.4.2 Nucleair terrorisme.....	251
15 Afvalproductie door de energiesector <i>Laatst bijgewerkt: oktober 2010</i> .....	252
15.1 Productie van niet-nucleair afval door de energiesector P.....	252
15.1.1 Voortbrenging van bedrijfsafvalstoffen door de elektriciteitscentrales.....	252
15.1.2 Voortbrenging van as en gips door de elektriciteitscentrales.....	253
15.1.3 Voortbrenging van bedrijfsafvalstoffen door de petroleumraffinaderijen.....	254
15.2 Productie van nucleair afval door de energiesector P.....	256
15.2.1 Nucleaire afvalstromen in België, en aandeel daarin van de energiesector.....	256
15.2.2 Radioactieve afvalproductie in kerncentrales.....	257
15.2.3 Beheer en berging van geconditioneerd radioactief afval.....	259
15.2.3.1 Beheer.....	259
15.2.3.2 Berging van radioactief afval.....	261
15.2.4 Financiële reserves aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en de definitieve berging van de bestraalde splijtstof I.....	266
16 Milieudruk t.g.v. transport en distributie van elektriciteit <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	267

16.1 Beschrijving van de milieudruk .....	267
16.2 Lengte van elektrische hoog- en laagspanningsnetten P.....	269
17 Energieprijzen <i>Laatst bijgewerkt: maart 2011</i> .....	270
17.1 Grondstofprijzen voor de energiesector .....	271
17.1.1 De oliemarkt.....	271
17.1.2 Gasmarkten .....	273
17.1.3 Kolenmarkt.....	275
17.1.4 Uraniummarkt .....	276
17.2 Transformatiekosten .....	277
17.2.1 Kosten voor elektriciteitsopwekking .....	277
17.2.1.1 Enkele algemene opmerkingen.....	277
17.2.1.2 Kosten voor kolengestookte centrales .....	278
17.2.1.3 Kosten voor kerncentrales.....	279
17.2.1.4 Kosten voor gasgestookte centrales .....	279
17.2.1.5 Kosten voor warmtekrachtkoppeling (WKK) .....	279
17.2.1.6 Kosten voor opwekking van elektriciteit door windturbines.....	279
17.2.1.8 Kosten voor elektriciteit opgewekt uit biomassa .....	279
17.2.1.9 Kosten voor elektriciteit opgewekt door fotonvoltaïsche centrales en zonthermische centrales.....	280
17.2.2 Transformatiekosten voor petroleumraffinaderijen.....	280
17.3 Energieprijzen voor eindgebruikers .....	281
17.3.1 Prijzen van elektriciteit en gas voor eindgebruikers R .....	282
Algemeen.....	282
Eigenlijke federale bijdragen .....	283
Federale bijdrage tot compensatie van de inkomstenderving van gemeenten ingevolge de liberalisering van de elektriciteitsmarkt (de zogenaamde Elia-heffing).....	283
Overige maatregelen .....	284
17.3.2 Prijzen van petroleumproducten voor eindgebruikers R .....	284
17.3.3 Prijzen van steenkool voor eindgebruikers.....	286
17.3.4 Gemiddelde energieprijz voor de belangrijkste energiedragers en voor verschillende eindgebruikers (huishoudens, transport, industrie) R .....	286
17.4 Milieuschadetekosten van elektriciteitsproductie I .....	289
17.4.1 Schadetekosten per type technologie .....	290
17.4.2 Verloop schadetekosten stroomproductie in Vlaanderen.....	294
17.4.3 Vooruitblik: schadetekosten in de periode 2010-2030 .....	295
17.4.4 Externe schadetekosten en internalisatiegraad .....	296
17.4.5 Schadetekosten versus productiekosten.....	296
18 Eco-efficiëntie van de energiesector <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	299
18.1 Eco-efficiëntie van de energiesector in Vlaanderen D/P .....	299
19 Milieuprofiel van de energiesector in Vlaanderen <i>Laatst bijgewerkt: februari 2011</i> .....	300
19.1 Milieuprofiel van de energiesector in Vlaanderen P .....	300
Referenties .....	302
Lijst met relevante websites .....	312
Auteurs voorgaande MIRA-rapporten.....	314
MIRA-referenties .....	314
Begrippen.....	315
Afkortingen .....	318
Scheikundige symbolen .....	320
Eenheden .....	320
Voorvoegsels eenheden .....	321
Terug naar Inhoudsopgave.....	321

## Overzicht figuren

Figuur 1: Voorbeeld van de typische vermogenstroom in een auto die met constante snelheid op de snelweg rijdt .....	22
Figuur 2: Hydrologische kringloop .....	28
Figuur 3: Onderscheid tussen plaatselijke olievoorraad en de verschillende soorten reserves .....	30
Figuur 4: Onderscheid tussen voorraden en reserves op basis van geologische zekerheid en economische haalbaarheid van winning .....	32
Figuur 5: Evolutie van de invoer van aardgas (België, 2000-2008) .....	37
Figuur 6: Evolutie van de invoer van aardolie (België, 2000-2008) .....	38
Figuur 7: Evolutie van de invoer van steenkolen (België, 2000-2008) .....	39
Figuur 8: Schematische voorstelling van de waterstofeconomie.....	43
Figuur 9: Stroomschema van het energiegebruik en de aandelen van de energiedragers in het primaire energiegebruik (Vlaanderen, 2009*) .....	46
Figuur 10: Evolutie van het bruto binnenlands energiegebruik per energiedrager (Vlaanderen, 1990-2009*) ...	48
Figuur 11: Energievbruik huishoudens, handel & diensten en landbouw, gecorrigeerd en niet-corrigeerd aan de hand van graaddagen .....	49
Figuur 12: Importafhankelijkheid energievoorziening (Vlaanderen, 1990-2009).....	50
Figuur 13: Evolutie van het bruto en netto binnenlands energiegebruik per sector (Vlaanderen, 1990-2009) ....	52
Figuur 14: Europese vergelijking van het primair energiegebruik per capita (EU, 2007) .....	53
Figuur 15: Evolutie van de energie-intensiteit en koolstofintensiteit (Vlaanderen, 1990-2009*).....	54
Figuur 16: Energie-intensiteit van de Vlaamse economie bij constante structuur (Vlaanderen, 2000-2009) .....	55
Figuur 17: Vergelijking intensiteit finaal energiegebruik Vlaanderen met deze van Europese landen (EU27, 1990-2009) .....	58
Figuur 18: Vergelijking intensiteit bruto binnenlands energiegebruik Vlaanderen met deze van Europese landen (EU27, 1990-2009).....	59
Figuur 19: Verhouding energetisch eindgebruik en totaal energiegebruik vergeleken voor Vlaanderen en verschillende Europese landen (EU27, 1990-2009) .....	60
Figuur 20: Trias Energetica .....	61
Figuur 21: De elektriciteitsmarkt in Vlaanderen na de liberalisering.....	71
Figuur 22: De gasmarkt in Vlaanderen na de liberalisering .....	80
Figuur 23: De opwekking van elektriciteit in centrales.....	84
Figuur 24: Overzichtsschema van een klassieke thermische centrale .....	85
Figuur 25: De nucleaire splijtstofcyclus: van uraniumwinning tot afvalberging.....	88
Figuur 26: Overzichtsschema van een kerncentrale .....	89
Figuur 27: Schematische voorstelling van de fusiereactie tussen deuterium (D) en tritium (T) .....	91
Figuur 28: Het opsluiten van het plasma in een torusvormige ring bij tokamakfusie (links) en ontwerp van de stellerator Wendelstein 7-X (rechts).....	92
Figuur 29: Evolutie van het kernfusievermogen (1970-2016) .....	93
Figuur 30: Overzichtsschema van een stoom- en gasturbine (STEG).....	94
Figuur 31: Vergelijking van WKK met de afzonderlijke productie van elektriciteit en warmte.....	95
Figuur 32: WKK met gasturbine .....	97
Figuur 33: WKK met gasmotor .....	98
Figuur 34: De Stirling-motor ( $\alpha$ -type).....	99
Figuur 35: De werking van een windturbine .....	100
Figuur 36: Evolutie van het rendement van zonnecellen (1975-2010).....	102
Figuur 37: De werking van een silicium-zonnecel .....	103
Figuur 38: Schema van een vaste polymeerbrandstofcel (SPFC).....	106
Figuur 39: Elektriciteitsstromen .....	108
Figuur 40: Het aardgas transport- en transitnet (België, 2010) .....	110
Figuur 41: Processchema van een 'typische' petroleumraffinaderij.....	116
Figuur 42: Pocessen voor energiewinning uit biomassa.....	122
Figuur 43: Elektriciteitsproductie van de elektriciteitsbedrijven en de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen,1990-2009*).....	127
Figuur 44: Totaal geïnstalleerd vermogen en beschikbaar vermogen per energiedrager voor stroomproductie (België, 2006-2010).....	128
Figuur 45: Nominaal vermogen (MW <sub>e</sub> ) en aandeel (%) per type installatie voor de productie van elektriciteit (Vlaanderen, toestand 01.09.2010).....	130
Figuur 46: Netto productie van elektriciteit (Vlaanderen, 1990-2009*) .....	131
Figuur 47: Totale netto stroomproductie door elektriciteitsproducenten en zelfproducenten samen (Vlaanderen, 1990-2009) .....	132

Figuur 48: Landen met het hoogste aandeel nucleaire energie in hun totale elektriciteitsproductie (2009).....	133
Figuur 49: Evolutie totale en nucleaire elektriciteitsproductie in België en afzonderlijk voor Doel (1990-2009)	134
Figuur 50: Evolutie van het nucleair elektrisch vermogen als alle kerncentrales na 40 jaar sluiten, en op basis van de hypothese dat de exploitatieduur van de 3 oudste centrales met 10 jaar verlengd wordt (België)..	135
Figuur 51: Energiebalans en rendement van de elektriciteitsopwekking (Vlaanderen; 2009) .....	137
Figuur 52: De primaire destillatiecapaciteit van petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 1992-2009).....	139
Figuur 53: Raffinagecapaciteiten (in k ton per jaar) van de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 2000-2009)	139
Figuur 54: Netto productie van afgewerkte petroleumproducten (België, 2000-2009).....	140
Figuur 55: Aardgasverkoop (België, 1995; 2000-2009) .....	143
Figuur 56: Overzicht van groenestroomproductie in Vlaanderen (1994-2009) .....	145
Figuur 57: Verdeling van het vermogen van werkende of in aanbouw zijnde installaties (Vlaanderen, 2009) .	147
Figuur 58: Overzicht locaties en projectvoorstellen offshore windenergieparken (België, 2011) .....	153
Figuur 59: Indicatief groeipad voor het percentage hernieuwbare energie in de elektriciteitsproductie, warmteproductie en transport (België, 2010-2020).....	156
Figuur 60: Productie van groene stroom in Vlaanderen .....	158
Figuur 61: het aandeel van de bronnen in de totale groenestroomproductie in Vlaanderen in 2004- 2009* .....	159
Figuur 62: Toetsing groene stroom productie aan doelstellingen.....	160
Figuur 63: Aandeel van geproduceerde groene stroom ten opzichte van het bruto stroomgebruik in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen, 2006-2030) .....	164
Figuur 64: Detail van de productie van groene stroom in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen, 2006-2030) .....	165
Figuur 65: Evolutie van groene warmteproductie voor de categorieën zoals aangegeven in tabel 29 (Vlaanderen, 2005-2009) .....	167
Figuur 66: Evolutie van totale warmteproductie voor de categorieën zoals aangegeven in tabel 30 (Vlaanderen 2005-2009) .....	168
Figuur 67: Evolutie van de groene warmteproductie met behulp van biomassa per brandstoftype (Vlaanderen, 2005-2009*) .....	170
Figuur 68: Totaal potentieel groene warmte & koude uit lucht-warmtepompen (Vlaanderen, 2010-2020) .....	173
Figuur 69: Toetsing aan doelstellingen biobrandstoffen voor transport (Vlaanderen, 2005-2009) .....	177
Figuur 70: Geïnstalleerde productiecapaciteit en effectieve productie van biobrandstoffen (België, 2005-2009) .....	179
Figuur 71: Hernieuwbare energie: groene stroom, groene warmte en biobrandstoffen (Vlaanderen, 2005-2009) .....	182
Figuur 72: Bruto eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen 2006-2030).....	184
Figuur 73: Bruto eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen volgens oorsprong in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen 2006 en 2030) .....	186
Figuur 74: Aandeel hernieuwbare energie t.o.v. eindverbruik per energievektor in 2020 i.v.m. 2008 (Vlaanderen) .....	187
Figuur 75: Aandeel hernieuwbare energievectoren in eindtotaal in 2020 .....	188
Figuur 76: Geschatte leercurve voor hernieuwbare energieproductie door Green-X.....	192
Figuur 77: Opgesteld WKK-vermogen in het PRO-scenario (Vlaanderen, 2005-2020).....	195
Figuur 78: Evolutie opgesteld elektrisch + mechanisch en thermisch WKK-vermogen (Vlaanderen, 1990-2009) .....	196
Figuur 79: Evolutie opgesteld elektrisch + mechanisch WKK-vermogen per technologie (Vlaanderen, 1990-2009).....	197
Figuur 80: Evolutie opgesteld elektrisch + mechanisch WKK-vermogen per sector (Vlaanderen, 1990, 1995, 2000, 2005-2009) .....	198
Figuur 81: Opgesteld vermogen, elektriciteitsproductie en energiebesparing in WKK's (Vlaanderen, 1990-2009) .....	199
Figuur 82: Vergelijking van het certificaatgerechtigd vermogen met het totaal opgesteld vermogen per technologie (Vlaanderen, 2009).....	200
Figuur 83: Evolutie opgesteld elektrisch + mechanisch WKK-vermogen per technologie met totaal rendement boven 75 % of 80 % (Vlaanderen, 2005-2009) .....	202
Figuur 84: Aantal uitgereikte warmtekrachtcertificaten die aanvaardbaar zijn voor de quotumverplichting, per productiemaand (Vlaanderen, 2004-2010) .....	204
Figuur 85: Aandeel elektriciteit geproduceerd met WKK-centrales in de totale productie van elektriciteit in Europa (2005-2009).....	205
Figuur 86: Evolutie van het eigen energiegebruik en de energieverliezen door de energiesector (Vlaanderen, 1990-2009) .....	208

Figuur 87: Algemeen rendement voor productie, transport en distributie van elektriciteit en warmte (Vlaanderen, 1990-2009).....	209
Figuur 88: Uitstoot van CO <sub>2</sub> bij verschillende vormen van elektriciteitsproductie <sup>a</sup> (Vlaanderen, 2007 en inschatting voor 2020).....	211
Figuur 89: Evolutie van de lengtes distributieleidingen voor aardgas (Vlaanderen, 1990-2008).....	213
Figuur 90: Fugatieve emissies van CH <sub>4</sub> door het aardgasdistributienet (Vlaanderen, 1990-2008).....	214
Figuur 91: Koelwatergebruik door de energiesector (Vlaanderen, 1991-2005).....	215
Figuur 92: Watergebruik, exclusief koelwater, door de energiesector (Vlaanderen, 1991-2005).....	216
Figuur 93: Emissie van broeikasgassen door de energiesector (Vlaanderen, 1990; 1995; 2000-2009*).....	218
Figuur 94: Evolutie van de verzurende emissies door de energiesector (Vlaanderen, 1990; 1995; 2000-2009*).....	220
Figuur 95: Rookgasontzweveling, ontstikking en ontstopping bij een kolencentrale.....	222
Figuur 96: Evolutie van de emissies van precursoren van troposferische ozon door de energiesector (Vlaanderen, 1990; 1995; 2000-2009*).....	226
Figuur 97: Emissie van zwevend stof door de verschillende deelsectoren van de energiesector (Vlaanderen, 1995; 2000-2009*).....	228
Figuur 98: Emissie van verschillende stoffracties door de energiesector (Vlaanderen, 1995; 2000-2009*).....	229
Figuur 99: Evolutie van de emissie van 8 zware metalen door de deelsector** productie, transport en distributie van elektriciteit en warmte (Vlaanderen, 2000-2009*).....	230
Figuur 100: Evolutie van de emissie van 8 zware metalen door WKK's (Vlaanderen, 2000-2009*).....	231
Figuur 101: Evolutie van de emissie van 8 zware metalen door de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 2000-2009*).....	232
Figuur 102: Evolutie van de emissie van 8 zware metalen door afvalverbranding (Vlaanderen, 2000-2009*).....	232
Figuur 103: Aandelen van de deelsectoren in de emissie van 15 zware metalen door de energiesector (Vlaanderen, 2009).....	233
Figuur 104: Evolutie van de emissies van BTX door de energiesector (Vlaanderen, 1995; 2000-2009).....	234
Figuur 105: Emissie van H <sub>2</sub> S door petroleumraffinaderijen, in ton/j (Vlaanderen, 1995; 2000-2009).....	234
Figuur 106: emissies van dioxines door de energiesector (Vlaanderen, 1995, 2000-2009).....	235
Figuur 107: Geloosde hoeveelheden afvalwaters (excl. koelwater) door de energiesector (Vlaanderen, 2000-2009).....	239
Figuur 108: Relatieve evolutie van de lozingen van biologische zuurstofvraag (BZV), chemische zuurstofvraag (CZV), stikstof (N), fosfor (P) en zwevend stof (ZS) in afvalwaters door de energiesector (Vlaanderen, 2000-2009).....	240
Figuur 109: Aandeel van de verschillende bronnen van ioniserende straling in de dosisbelasting van de bevolking (Vlaanderen, 2006).....	243
Figuur 110: Structuur van het Belgisch nucleair noodplan.....	246
Figuur 111: Evolutie van de collectieve stralingsbelasting voor de werknemers van de kerncentrale van Doel (1990-2009).....	247
Figuur 112: Vergelijking van de risicoperceptie door de bevolking en de evaluatie van risico's door wetenschappers.....	251
Figuur 113: Evolutie van de voortbrenging van bedrijfsafval door de elektriciteitscentrales van Electrabel en SPE (België en Vlaanderen, 2000-2009).....	252
Figuur 114: Evolutie van de voortbrenging van vliegias, bodemas en rookgasontzwevelingsgips door de kolencentrales (België en Vlaanderen, 2000-2009).....	254
Figuur 115: Evolutie van de voortbrenging van bedrijfsafval door de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 1992-2005).....	255
Figuur 116: Productie van radioactief afval en verwerking door Belgoprocess (2009).....	257
Figuur 117: Evolutie van de elektriciteitsproductie en de hoeveelheid laag- en middelactief geconditioneerd afval (driejaarlijks gemiddelde) die wordt afgevoerd naar NIRAS (Doel, 1990-2009).....	258
Figuur 118: Evolutie van de opslag van geconditioneerd radioactief afval bij Belgoprocess in Dessel (1990-2009).....	260
Figuur 119: Inplanting van de oppervlakteberging in Dessel.....	262
Figuur 120: Ontwerp voor geologische berging van langlevend en hoogactief afval in Boomse klei.....	264
Figuur 121: Verwachte dosis voor de meest blootgestelde leden van de bevolking ten gevolge van de berging van het Belgisch radioactief afval.....	265
Figuur 122: Geografische lengte (in km) van de hoogspanningsnetten (België, toestand op 01/01/2010).....	269
Figuur 123: Evolutie van de geografische lengte (in km) van de hoogspanningsnetten (België, 2000-2009).....	270
Figuur 124: Prijsevolutie (in US dollars per barrel) van ruwe aardolie (1946-2010*).....	272
Figuur 125: Evolutie van de aardgasprijzen (nominale prijzen) (Wereld, 1990-2009).....	274
Figuur 126: Evolutie van de steenkoolprijzen (nominale prijzen) (Wereld, 1990-2009).....	275
Figuur 127: Evolutie van de uraniumprijzen (nominale prijzen) (Wereld, 2000-2010).....	276
Figuur 128: Evolutie van de elektriciteitsprijzen voor huishoudens en industrie (België, 2000-2010).....	287



Figuur 129: Evolutie van de aardgasprijzen voor huishoudens en industrie (België, 2000-2010).....	288
Figuur 130: Evolutie van de maandelijkse prijzen van motorbrandstoffen (België, 2000-2010).....	289
Figuur 131: Schadekost elektriciteitsproductie per type installatie zowel voor de volledige levenscyclus opgedeeld naar effect (bovenaan) als voor alle effecten samen opgedeeld naar fase in de levenscyclus van een installatie (onderaan). Links telkens in € <sub>2009</sub> /MWh, rechts in % (Vlaanderen, 2000-2010; 2020; 2030). .....	291
Figuur 132: Schadekost stroomproductie in Vlaanderen in de periode 2000-2008 en onder 3 scenario's uit de Milieuverkenning 2030 (2010-2030).....	294
Figuur 133: Opdeling schadekost stroomproductie naar impactcategorieën (Vlaanderen, 2000-2008).....	295
Figuur 134: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2010 (€ <sub>2009</sub> /MWh).....	297
Figuur 135: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2025 (€ <sub>2009</sub> /MWh)(Vlaanderen).....	299
Figuur 136: Eco-efficiëntie van de energiesector (Vlaanderen, 2000-2009).....	300
Figuur 137: Bijdrage van de energiesector tot de milieuthema's (Vlaanderen, 2009).....	301

## Overzicht tabellen

Tabel 1: Veelvouden.....	19
Tabel 2: Overzicht van de reserves en voorraden fossiele brandstoffen en splijtstoffen (Wereld, 2007) .....	35
Tabel 3: Energie-intensiteit per deelsector (Vlaanderen, 1995-2008 (2009***)) .....	56
Tabel 4: Evolutie van de koolstofintensiteit in België, de buurlanden, Japan en de Verenigde Staten (in metrieke ton CO <sub>2</sub> -eq per miljoen US dollars2005) (1995, 2000, 2005-2009).....	61
Tabel 5: De deelsectoren van de energiesector, op basis van de NACE-BEL 2008 activiteiten nomenclatuur ....	66
Tabel 6: Vrijmakingskalender van de Vlaamse elektriciteits- en gasmarkt.....	74
Tabel 7: Veilingen van virtuele productiecapaciteit (Virtual Power Plants of VPP's) door Electrabel (België, 2003-2005) .....	76
Tabel 8: Marktaandelen (in %) van leveranciers uitgedrukt in geleverde elektriciteit (Vlaanderen, 2005-2009) 79	
Tabel 9: Aandelen (%) van de spelers op de vervoersmarkt van aardgas (België, 2006-2009).....	81
Tabel 10: Marktaandelen uitgedrukt in geleverd aardgas in het betreffende kalenderjaar (Vlaanderen, 2005-2009).....	82
Tabel 11: Het netto elektrisch vermogen van de kernreactoren in Doel (2009).....	87
Tabel 12: Zonnestroom, indeling van toepasbare celtechnologieën.....	101
Tabel 13: De soorten brandstofcellen .....	106
Tabel 14: Voornaamste raffinageprocessen en hun aanwezigheid in de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 2003).....	116
Tabel 15: Uitlaatgasemissies biodiesel in vergelijking met fossiele diesel (%) .....	126
Tabel 16: Geleverde elektriciteit (exclusief verliezen) (Vlaanderen, 2002-2009).....	138
Tabel 17: Voornaamste milieuspecificaties toepasbaar op benzines en diesel op de Europese markt vanaf 2000, 2005 en 2009 .....	141
Tabel 18: Geleverd aardgas exclusief verliezen (Vlaanderen, 2004-2009).....	143
Tabel 19: Evolutie van groenestroomproductie door biogasinstallaties (Vlaanderen, 2004-2009).....	145
Tabel 20: Stortgasproductie, -valorisatie en -emissie (Vlaanderen, 2004 en prognose voor 2015) .....	149
Tabel 21: Evolutie van groenestroomproductie door biomassa (Vlaanderen, 2004-2009) .....	149
Tabel 22: Evolutie van groenestroomproductie door verbranding van de hernieuwbare fractie van afval (Vlaanderen, 2004-2009).....	150
Tabel 23: Evolutie van waterkracht (Vlaanderen, 2004-2009).....	150
Tabel 24: Evolutie van onshore windkracht (Vlaanderen, 2004-2009).....	151
Tabel 25: Overzicht opgestarte en geplande projecten voor offshore windenergieparken (België, 2011).....	154
Tabel 26: Evolutie fotovoltaïsche zonne-energie of PV (Vlaanderen, 2004-2009).....	154
Tabel 27: Indicatief traject voor het aandeel hernieuwbare energie in bruto finaal energiegebruik (België, 2005-2020).....	156
Tabel 28: Maximaal inzetbaar vermogen voor stroomproductie uit wind- en zonne-energie voor het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen, 2010-2030) .....	163
Tabel 29: Productie van groene warmte (Vlaanderen, 2009*) .....	167
Tabel 30: Totale warmteproductie (Vlaanderen, 2009*).....	168
Tabel 31: Evolutie van de groene warmteproductie (Vlaanderen, 2005-2009).....	168
Tabel 32: Resultaat potentieel ondergrondse energietechnieken in Vlaanderen .....	171
Tabel 33: Verbruiken van biodiesel en bio-ethanol (Vlaanderen, 2007-2009) .....	175
Tabel 34: Verdeling van de quota voor de accijnsvrije productie van biobrandstoffen (Vlaanderen en België, 01.11.2006 – 30.10.2013).....	178
Tabel 35: Productiecapaciteit voor biobrandstoffen (België, toestand op 1.10.2010).....	178
Tabel 36: Overzicht van de tussentijdse doelstelling voor hernieuwbare energie (België, 2011-2020) .....	181
Tabel 37: Overzichtstabel resultaten hernieuwbare inventaris Vlaanderen (2005-2009).....	183
Tabel 38: Bruto eindgebruik van hernieuwbare energiebronnen ten opzichte van het bruto eindgebruik in PJ in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen 2006, 2020, 2030). .....	185
Tabel 39: Totale hernieuwbare energie in 2020 in alle scenario's i.v.m. 2008 (Vlaanderen) .....	186
Tabel 40: Overzicht van de verschillende biomassa(afval)stromen met hun hoeveelheden beschikbaar voor recyclage en energetische valorisatie (Vlaanderen, 2008; gemarkeerd = extra inspanningen tegen 2020) 190	
Tabel 41: Investeringskosten elektriciteitssector (€/kW) inclusief het effect van de leercurves. ....	192
Tabel 42: Opgesteld WKK-vermogen in het PRO-scenario (Vlaanderen, 2005-2020) .....	194
Tabel 43: Aantal erkende productie-installaties dat in aanmerking komt voor de toekenning van warmtekrachtcertificaten en hun geïnstalleerd vermogen per technologie (Vlaanderen, 2006-2009) .....	200
Tabel 44: Emissiefactoren verschillende materialen aardgasdistributie en -dienstleidingen.....	213
Tabel 45: Overzicht van de maatregelen die de elektriciteitscentrales hebben genomen om verzurende emissies te beperken.....	221
Tabel 46: Doelstellingen van de milieubeleidsvereenkomst 2010-2014 tussen BFE en de Vlaamse regering 223	

Tabel 47: Emissiegrenswaarden voor SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> en CO voor petroleumraffinaderijen .....	224
Tabel 48: Emissiegrenswaarden voor stof, Ni en V voor petroleumraffinaderijen .....	229
Tabel 49: Representatieve concentraties van vervuilende stoffen in karakteristieke afvalwater-stromen van petroleumraffinaderijen .....	238
Tabel 50: Lozing van zware metalen door de sector Energie (Vlaanderen, 2000-2009) .....	239
Tabel 51: Absolute evolutie van de lozingen van biologische zuurstofvraag (BZV), chemische zuurstofvraag (CZV), stikstof (N), fosfor (P) en zwevend stof (ZS) in afvalwaters van de deelsectoren van de energiesector (Vlaanderen, 2000-2009).....	241
Tabel 52: Overige stoffen in het afvalwater van energiebedrijven (Vlaanderen, 2009).....	241
Tabel 53: Radioactieve lozingen naar het oppervlaktewater en in de lucht (Doel, 1990-2009).....	245
Tabel 54: Collectieve bevolkingsdosis door de nucleaire brandstofcyclus per GWj elektrische energie geproduceerd in kerncentrales (Wereld, 1995-1997) .....	248
Tabel 55: Typische afvalstoffen van petroleumraffinaderijen.....	254
Tabel 56: Netto elektrisch vermogen voor en na vervanging van de stoomgeneratoren in de kerncentrales, en de collectieve stralingsdosis opgelopen tijdens de vervanging (België, 1993-2009).....	259
Tabel 57: Kosten voor elektriciteitsopwekking uit biomassa (2007) .....	280
Tabel 58: Schadekost elektriciteitsproductie per type installatie (voor de volledige levenscyclus en voor alle effect samen) (Vlaanderen, 2000-2010; 2020; 2030). .....	290
Tabel 59: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2010 (Vlaanderen) .....	297
Tabel 60: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2025 (Vlaanderen) .....	298

In deel A geven we in vogelvlucht een overzicht van 'het energiesysteem Vlaanderen', waarbij de meeste aandacht zal uitgaan naar het beantwoorden van de volgende vragen:

- waar haalt Vlaanderen haar energie vandaan (of wat zijn de energiebronnen)?
- en hoe gebruikt zij deze energie (of wat is het finale energiegebruik)?

De omzetting of transformatie van energiebronnen naar energiedragers, en het vervoer van deze energiedragers naar de eindgebruikers (welke de hoofdactiviteiten zijn van de energiesector in Vlaanderen), komen ruim aan bod in delen B (activiteiten van de energiesector) en C (indicatoren voor de energiesector).

Maar eerst – §§ 1.1 → 1.4 in deel A – verklaren we een aantal fundamentele begrippen i.v.m. energie.

# A. Het energiesysteem Vlaanderen

## 1 Enkele fundamentele begrippen i.v.m. energie

### 1.1 Wat is energie?

Een informele definitie van energie zou kunnen luiden dat iets of iemand energie bezit wanneer dit voorwerp of lichaam, door de toestand waarin het zich bevindt, in staat is dingen te bewerkstelligen of zaken te veranderen. Wind kan in de herfst de bladeren van de bomen losrukken, de bliksem kan grote schade veroorzaken, de zon kan in de zomer het water van het plastic kinderswembadje in de tuin opwarmen, een glimwormpje kan 's nachts voor een zeer bescheiden verlichting zorgen. Vaak associeren we energie met een verandering van toestand die ons een zeker nut of 'energiedienst' moet opleveren: het met een auto of ander transportmiddel vervoeren van goederen en personen van punt A naar punt B, het garen van vlees in een koekenpan op de elektrische kookplaat, het met een verwarmingstoestel of toestel voor airconditioning opwarmen of afkoelen van de ruimte waarin we ons bevinden, het verlichten van een duistere traphal met een spaarlamp, enz. Energie kan ons maar van nut zijn indien we deze energie in de juiste gedaante, op het juiste moment en op de juiste plaats ter beschikking hebben.

Handboeken van klassieke mechanica geven meestal de volgende formele definitie: "Energie is het vermogen om arbeid te verrichten", of kortweg "energie = arbeidsvermogen". Het woord energie komt trouwens van het oud-Griekse *energeia* (*ἐνέργεια*), dat 'in werking' of 'aan het werk' betekent. Het begrip 'arbeid' kunnen we best uitleggen met een rekenvoorbeeld. Om een voorwerp met een massa van 5 kg in een bepaalde richting een versnelling van  $10 \text{ m/s}^2$  te geven is een kracht nodig van  $50 \text{ kg}\cdot\text{m/s}^2$  of  $50 \text{ N}$  [newton], en als deze *constante* kracht over een afstand van 2 meter op de massa inwerkt *in de richting van de beweging*, dan is een arbeid geleverd van  $100 \text{ N}\cdot\text{m}$  [newton-meter] of  $100 \text{ J}$  [joule]. We verwijzen voor meer details naar handboeken van natuurkunde (Halliday et al., 2005; Wolfson, 2006).

Het 'vermogen om arbeid' te verrichten geeft eerder een *kenmerk* van energie dan dat het zegt wat energie *is*. In werkelijkheid kan niemand zich een concrete voorstelling maken van wat "een pakketje energie" is. Energie is in de woorden van MIT-professor David Rose "een *abstract begrip uitgevonden door natuurkundigen in de 19<sup>e</sup> eeuw om kwantitatief een grote verscheidenheid aan natuurkundige fenomenen te beschrijven*"<sup>1</sup>. We kunnen bijgevolg in een groot aantal situaties wel de vele verschijningsvormen van energie onderkennen en de betrokken hoeveelheden meten en berekenen, maar we kunnen niet precies zeggen wat energie is.

<sup>1</sup> Zoals geciteerd door Vaclav Smil (2000), in zijn boek "Energies : An Illustrated Guide to the Biosphere and Civilization", The MIT Press.

## 1.2 Meten van energie

### 1.2.1 De eenheid "joule" of J

Wetenschappers gebruiken als standaard eenheid voor energie de joule, afgekort J. De joule is een afgeleide eenheid gedefinieerd als de arbeid die men moet verrichten of de energie die men moet leveren om een kracht van 1 newton uit te oefenen over een afstand van 1 meter. Hierbij is 1 newton de kracht die nodig is om een massa van 1 kg een versnelling van 1 m/s<sup>2</sup> te geven. Een joule (1 J) is een betrekkelijke kleine hoeveelheid energie. Om die reden gebruikt men meestal veelvoud van joule (tabel 1).

Tabel 1: Veelvouden

naam	afkorting	exponentiële notatie	meervoud in cijfers	meervoud in woorden
kilo	k	10 <sup>3</sup>	1 000	duizend
Mega	M	10 <sup>6</sup>	1 000 000	miljoen
Giga	G	10 <sup>9</sup>	1 000 000 000	miljard
Tera	T	10 <sup>12</sup>	1 000 000 000 000	biljoen
Peta	P	10 <sup>15</sup>	1 000 000 000 000 000	biljard
Exa	E	10 <sup>18</sup>	1 000 000 000 000 000 000	triljoen

Omdat joule een vrij abstract begrip is, geven we ter illustratie de energie-inhoud (in kJ) van enkele voedingsmiddelen: 1 sinaasappel: 251 kJ; 1 cola: 670 kJ en 1 hamburger: 1 027 kJ. Een mens gebruikt dan weer 150 kJ energie voor 1 minuut hardlopen, 50 kJ voor 1 minuut fietsen, en 4 kJ per minuut tijdens de slaap (Westra, 2005). Als afsluiter: een appel zoals diegene die (zogezegd) op het hoofd van Isaac Newton viel, heeft een gemiddelde energie-inhoud van 335 kJ of 335 000 J. Maar om een *massa* ('gewicht' in de volksmond) van 1 kg appelen 1 meter hoog te tillen heb je op aarde slechts een energie nodig van iets minder dan 10 joule !

### 1.2.2 De eenheid "kilowattuur" of kWh

Een andere veel gebruikte eenheid is de kilowattuur, afgekort kWh. Om deze eenheid beter te begrijpen moeten we eerst het begrip 'vermogen' definiëren. Vermogen is de hoeveelheid energie (in joule) die per tijdseenheid (in seconde) wordt gebruikt of opgewekt. De eenheid is Watt, afgekort W, met per definitie 1 W = 1 J/s. Uit de definitie van vermogen volgt meteen dat 1 J = 1 W.s. Vermits er 60 x 60 = 3 600 seconden zijn in één uur is 1 000 wattuur of één kilowattuur evenveel als 3 600 000 joule, of nog:  $1 \text{ kWh} = 3,6 \text{ MJ}$ . Omgekeerd is 1 J = 2,778 x 10<sup>-7</sup> kWh.

De eenheid kilowattuur is gemakkelijk te hanteren. Als we een gloeilamp met een vermogen van 100 Watt gedurende één uur laten branden, is er 100 Wattuur of 0,1 kWh elektriciteit gebruikt. Dit toont nogmaals aan dat energiegebruik het product is van vermogen met tijd, of anders gesteld dat vermogen de hoeveelheid energie per eenheid van tijd is.

### 1.2.3 Andere eenheden

De energiestatistieken van internationale organisaties vermelden vaak de volgende eenheden:

- ton steenkool-equivalent of 'ton coal equivalent' of tce, met 1 tce = 29 307,6 MJ. De ton steenkool-equivalent werd vroeger veel gebruikt, maar heeft aan belang ingeboet ten voordele van de ton aardolie-equivalent;
- ton aardolie-equivalent of 'ton oil equivalent' of toe, met 1 toe = 41 868 MJ. Een toe is gelijk aan de gemiddelde verbrandingswaarde van 1 (metrieke) ton ruwe aardolie.

De bovenvermelde eenheden baseren zich op de *gemiddelde* verbrandingswaarde van een stof. De (onderste of bovenste<sup>2</sup>) verbrandingswaarde van brandstoffen verschilt niet enkel van brandstof tot brandstof, maar – omwille van een verschillende samenstelling – per soort brandstof ook nog eens volgens de herkomst van deze brandstof. Zo is de bovenste verbrandingswaarde van methaan, het

<sup>2</sup> De bovenste verbrandingswaarde omvat ook de hoeveelheid warmte die vrijkomt wanneer de waterdamp in de verbrandingsgassen condenseert (recuperatie van de latente warmte).

voornaamste bestanddeel van aardgas, gelijk aan 37,652 MJ per m<sup>3</sup>. Aardgas bevat echter – in variërende hoeveelheden naargelang de herkomst – nog andere componenten, zoals ethaan of propaan. De bovenste verbrandingswaarde van aardgas kan hierdoor schommelen van 35,40 MJ/m<sup>3</sup> voor aardgas uit Nederland tot 42,51 MJ/m<sup>3</sup> voor aardgas uit Noorwegen. Het is onbegonnen werk om hier voor alle mogelijke brandstoffen de verbrandingswaarde te vermelden. Men zal dus altijd moeten nagaan welke waarde(n) de auteurs hebben gehanteerd.

Een eenheid die men courant gebruikt in de vaste stof-, atoom-, kern- en elementaire deeltjesfysica is de elektronvolt (eV). Een elektronvolt is de kinetische energie die een vrij elektron wint wanneer het in vacuüm een elektrostatisch potentiaalverschil van 1 volt doorloopt, met  $1 \text{ eV} = 1,60217653 \times 10^{-19}$  joule. Voor de begrippen kinetische energie en elektrostatisch potentiaalverschil verwijzen we naar het volgende hoofdstuk en naar bovenvermelde handboeken van natuurkunde.

### 1.3 Vormen van energie

Fysici hebben in de twintigste eeuw achterhaald dat ze alle gekende natuurkundige verschijnselen kunnen verklaren met slechts vier fundamentele wisselwerkingen of “krachten”: de zwaartekracht en de elektromagnetische kracht (de twee krachten waar we het meest vertrouwd mee zijn), en de zwakke en de sterke kracht (die o.m. een rol spelen bij radio-activiteit en het bij elkaar houden van de kerndeeltjes in atomen). Het zou ons te ver voeren om deze in detail te bespreken. We beperken ons tot een indeling van de meeste courante ‘vormen van energie’ zoals men deze hanteert in de klassieke mechanica en de thermodynamica.

Het is in de mechanica gebruikelijk alle vormen van energie in te delen in twee grote categorieën: kinetische energie (bewegingsenergie) en potentiële energie (opgeslagen energie of inwendige energie). Voorbeelden van kinetische energie zijn mechanische energie, elektrische energie (of stroom), stralingsenergie (zowel elektromagnetische straling als deeltjesstraling) en warmte(stroom). Voorbeelden van potentiële energie zijn elastische potentiële energie (bv. zoals bij een opgespannen veer), gravitationele potentiële energie, elektrostatische potentiële energie en chemische energie.

De handboeken van thermodynamica beschrijven *arbeid* en *warmte(stroom)* als *processen van energie-overdracht*. Een thermodynamicus beschouwt arbeid en warmte niet als *vormen* van energie, maar als “methoden” die zorgen voor de “uitwisseling van energie” tussen een systeem en zijn omgeving. Arbeid en warmte zijn bovendien de *enige* twee processen van energietransfer. Sommige wetenschappers gaan zelfs zo ver te beweren dat (op atomaire schaal) warmte(stroom) eveneens arbeid is, vermits warmtestroom het gemiddelde resultaat is van triljoenen atomen en moleculen die – via arbeid – hun kinetische energie overdragen aan andere atomen en moleculen.

Een overzicht van de vormen van energie kan niet volledig zijn zonder de beruchte formule van Einstein te hebben geciteerd:  $E = m \cdot c^2$ . Inderdaad, Einstein toonde in 1905 aan dat de natuurkundige grootte ‘massa’ equivalent is met ‘energie’, volgens de gekende relatie dat energie (E) gelijk is aan massa (m) maal de lichtsnelheid (c) in het kwadraat. De energie die correspondeert met een massa van 1 kg *in rusttoestand*<sup>3</sup> is bijgevolg gelijk aan  $1 \text{ kg} \times (299,792,458 \text{ m/s})^2 = 89\,875\,517\,873\,681\,764 \text{ kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^2$ , of bijna 90 biljard joule !

Voorgaand overzicht toont zeker niet alle mogelijke vormen van energie, maar laat ons wel toe om enkele hardnekkige misverstanden uit de wereld te helpen. Stuwmeren slaan geen elektrische energie op, maar gravitationele potentiële energie die omzetbaar is naar mechanische kinetische energie, en deze laatste naar elektrische energie. Batterijen of accu’s slaan evenmin elektrische energie op, maar chemische energie, die weliswaar omzetbaar is naar elektrische energie. Een capaciteit (vroeger ook ‘condensator’ genoemd) kan wel de arbeid die nodig is om de capaciteit op te laden “opslaan” in de vorm van elektrostatische potentiële energie, maar capaciteiten worden – omwille van de kostprijs – bijna uitsluitend gebruikt in de elektronica.

<sup>3</sup> De formule is eigenlijk  $E^2 = p^2 \cdot c^2 + (m_0 \cdot c^2)^2$ , met p is de impuls (of hoeveelheid beweging) en  $m_0$  is de rustmassa.. Als de hoeveelheid beweging of impuls p gelijk is aan nul, dan is  $E^2 = m^2 \cdot c^4$ , of  $E = m \cdot c^2$ .

## 1.4 Omzetting en overdracht van energie

### 1.4.1 De wet van energiebehoud en de wet van het spontaan verlies aan energiekwaliteit

We zullen in dit hoofdstuk (tenzij anders vermeld) met energie ook altijd massa bedoelen. We weten immers dat beide in essentie niet van elkaar te onderscheiden zijn.

De totale hoeveelheid energie in het universum is constant. Dit is de wet van energiebehoud: energie kan niet uit het niets ontstaan, energie kan niet in het niets verdwijnen. Het universum geldt als het ultieme gesloten systeem, maar de wet van energiebehoud is ook toepasbaar op om het even welk afgelijnd systeem dat we in beschouwing nemen. Als de hoeveelheid energie van een systeem toe- of afneemt, dan wordt energie aan- of afgevoerd uit of naar de omgeving, met name uit of naar de rest van het universum. *Maar als energie toch niet kan verdwijnen, waarom maken mensen zich dan zo druk over zuinig omgaan met energie? Energie raakt toch nooit op!. Dit is zo, maar 'goede' energie wordt wel voortdurend omgezet in 'minder goede' energie. Dit is de wet van het spontaan verlies aan energiekwaliteit.*

Om nuttig gebruik te maken van energie is het nodig dat de energie wordt omgezet van de ene energievorm in de andere, of van het ene systeem naar het andere wordt getransfereerd. Enkele voorbeelden verduidelijken dit.

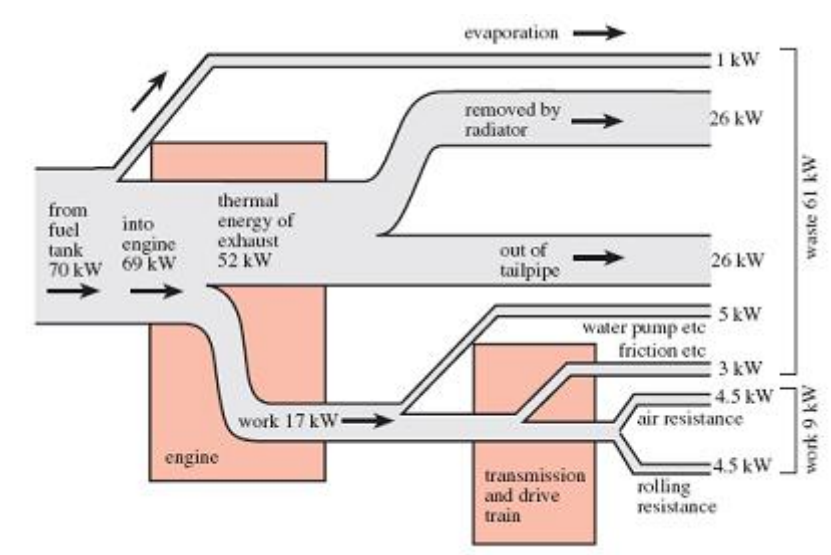
Een klassiek voorbeeld is de keten van energie-omzettingen van een fossiele brandstof (een vorm van chemische energie) naar zichtbaar licht (een vorm van stralingsenergie). De opgeslagen chemische energie (of inwendige energie) van een fossiele brandstof zoals steenkool is energie van relatief hoge kwaliteit. De chemische energie in de fossiele brandstof wordt via een exotherme reactie ('verbranding') in de stoomgenerator van een stoomketel voor 88 % omgezet naar warmte op hoge temperatuur in de vorm van stoom, en voor 12 % naar warmte op lage temperatuur. De warmte op lage temperatuur is energie van lage kwaliteit die [grotendeels<sup>4</sup> niet nuttig wordt gebruikt en] – voornamelijk via de hete rookgassen van de stoomketel en voor een klein deel via warmte uitgestraald door de ketelwanden (warmtestraling) – terecht komt in de omgeving, waar ze vervalt tot warmte op de temperatuur van de omgeving. De warmte op hoge temperatuur, in de vorm van stoom afkomstig van de stoomgenerator, wordt in een stoomturbine voor 47 % omgezet naar mechanische energie, de draaiende beweging van de as van de stoomturbine. Deze mechanische energie is energie van relatief hoge kwaliteit. De overige 53 % komt [in een klassieke thermische centrale] als niet nuttig gebruikte laagwaardige warmte – hoofdzakelijk via het koelwater na condensatie van de stoom – terecht in de omgeving, waar ze vervalt tot warmte op temperatuur van de omgeving. De hoogwaardige mechanische energie wordt vervolgens in een turbine-generator voor 97 % omgezet in elektrische energie. De overige 3 % komt – hoofdzakelijk t.g.v. "wrijvingsweerstand" – in de omgeving terecht als laagwaardige warmte waar ze vervalt tot warmte op temperatuur van de omgeving. Tijdens het transport en de distributie van de elektrische energie wordt – ten gevolge van het zogenaamde Joule-effect of "de elektrische weerstand van de geleiders" – 10 % van de hoogwaardige elektrische energie omgezet naar laagwaardige warmte die nog maar eens onbenut in de omgeving terecht komt en daar eveneens vervalt tot warmte op temperatuur van de omgeving. De hoogwaardige elektrische energie tenslotte wordt thuis in een gloeilamp voor slechts 10 % omgezet naar zichtbaar licht, een vorm van nuttig aangewende elektromagnetische straling. De overige 90 % van de elektrische energie wordt omgezet naar laagwaardige warmtestraling, die uiteraard in de omgeving terecht komt en daar vervalt tot warmte op temperatuur van de omgeving. Men zou eventueel kunnen argumenteren dat deze warmtestraling voor een gering deel kan bijdragen tot het verwarmen van de bewoonde ruimte, wat in de winter weliswaar nuttig kan zijn, maar er zijn betere en goedkopere manieren om een ruimte te verwarmen. Die warmte is bovendien in de zomer of in sommige utiliteitsgebouwen zelfs het hele jaar door een last die men moet afvoeren of wegkoelen. We zijn echter nog niet aan het einde van de keten gekomen! De elektromagnetische stralingsenergie van het zichtbaar licht vervalt uiteindelijk door absorptie in wanden, textiel, enz. tot – u raadt het nooit – warmte op temperatuur van de omgeving. Na het doorlopen van de keten is 100 % van de oorspronkelijk in de fossiele brandstof opgeslagen hoogwaardige chemische energie uiteindelijk vervallen tot warmte op temperatuur van de omgeving.

Een bijna even klassiek voorbeeld is dat van een auto die met constante snelheid op een recht stuk weg rijdt (figuur 1). Tijdens een uur rijden komt 1 kWh van de chemische energie van de benzine in

<sup>4</sup> Strict genomen wordt een deel van de warmte van de rookgassen gebruikt voor het voorverwarmen van de verbrandingslucht in de LUVO (luchtvoorverwarmer) en eventueel ook nog voor het voorverwarmen van het ketelwater in de "economizer".

de brandstoftank door verdamping als laagwaardige, onbenutte warmte terecht in de omgeving. De overblijvende 69 kWh opgeslagen chemische energie van de benzine wordt door verbranding van een brandstof/lucht-mengsel in de cilinders van de motor omgezet tot 17 kWh (zuiger)arbeid (de beweging van de zuiger en zuigerstang) die we nuttig kunnen gebruiken voor de aandrijving van de auto. Niet minder dan 52 kWh komt als [niet nuttig gebruikte] laagwaardige warmte terecht in de omgeving, waarvan 26 kWh via het koelwater van de radiator voor de cilinderkoeling (om de thermische belasting van de motoronderdelen te beperken) en koeling van de smeeroilie (smeeroilie is nodig voor het minimaliseren van slijtage en wrijving en als extra koeling van de cilinderwanden en zuiger), en 26 kWh via de uitlaatgassen van de uitlaatpijp<sup>5</sup>. De (zuiger)arbeid wordt voor 9 kWh via de kruk omgezet in nuttige bewegingsenergie: de roterende beweging van de krukas die via de overbrenging naar de wielaandrijfassen wordt gedistribueerd. De rest van de door de zuigers geleverde arbeid wordt – t.g.v. wrijvingsweerstand bij de bewegende onderdelen (zuiger, kruk, krukas, transmissie en nokkenas) (3 kWh), alsook bij de koelwater- en smeeroiliepompen, e.d. (5 kWh) – omgezet naar laagwaardige warmte die in de omgeving terecht komt. Alle warmte die in de omgeving terechtkomt vervalt na verloop van tijd tot warmte op temperatuur van de omgeving. Tot slot vervalt ook de bewegingsenergie van de rijdende auto tot warmte op temperatuur van de omgeving, de helft t.g.v. de luchtweerstand van de auto en de andere helft t.g.v. de rolweerstand (de wrijvingsweerstand veroorzaakt door het indrukken van de band op de plaats waar hij de weg raakt). Op het einde van de rit is alle hoogwaardige chemische energie in de *verbruikte* motorbrandstof vervallen (omgezet) tot warmte op temperatuur van de omgeving.

Figuur 1: Voorbeeld van de typische vermogenstroom in een auto die met constante snelheid op de snelweg rijdt



Bron: Hobson A. (2003): Physics literacy, energy and the environment, in: Physics Education, 38 (2), pp. 109 – 114

Het probleem van warmte is dat het een energievorm van betrekkelijk lage kwaliteit is, waarbij de kwaliteit des te lager is naarmate de temperatuur lager is. Het is niet mogelijk laagwaardige warmte *volledig* om te zetten in andere, hoogwaardige energievormen. Een maat voor de kwaliteit van de beschikbare warmte is de verhouding van exergie tot anergie. *Exergie* is dat deel van de warmte dat men mogelijk kan omzetten in nuttige arbeid. *Anergie* is dat deel dat in de omgeving terechtkomt zonder dat het nuttige arbeid kan leveren.

Eigen aan al de bovenvermelde omzettingen is dat aan het begin van de omzetting een hoogwaardige energievorm staat, dat we de omzetting organiseren om een nuttig gebruik te bekomen, maar dat aan het einde van het verhaal de energie steeds vervalt tot warmte op temperatuur van de omgeving. Onze omgeving die in contact staat met het heelal, is als het ware een

<sup>5</sup> Strikt genomen wordt een deel van de verbrandingswarmte ook via de wanden van de verbrandingsruimte afgevoerd [uitstralingsverlies aan de buitenzijde van het motorblok]. Bovendien is het nog mogelijk om de "afvalwarmte" van koeling en verbrandingsgassen gedeeltelijk (voor ongeveer 5 à 10 %) te benutten voor verwarmingsdoeleinden. Er blijft hoe dan ook een hoeveelheid restwarmte over die niet wordt benut.



grote energievuilbak waarin alle gebruikte energie wordt gedumpt. Als we uit deze vuilbak willen recupereren, kost het ons altijd meer aan kwaliteit dan we er bij winnen.

Dit geeft een antwoord op de vraag *waarom we efficiënt moeten omspringen met energie*. Wanneer we energievormen omzetten om de energie in de gepaste vorm nuttig te kunnen gebruiken, gebruiken we een hoeveelheid hoogwaardige energie waarvan de kwaliteit uiteindelijk onomkeerbaar verloren gaat. Putten we de energie uit de eindige voorraden fossiele brandstoffen of splijtstoffen op aarde, dan nemen deze af. Alleen de zon levert dagelijks een stroom hoogwaardige energie aan de aarde die we al dan niet verstandig kunnen aanwenden. Om energie nuttig te gebruiken moeten we hoogwaardige vormen van energie omzetten naar andere vormen van energie, waarbij onze voorraad hoogwaardige energie onvermijdelijk afneemt als we fossiele brandstoffen of splijtstoffen gebruiken.

### 1.4.2 Energetisch rendement

Het is belangrijk om bij de omzetting van hoogwaardige energie een maximaal nuttig effect te bekomen. Het omzettingsrendement of energetisch rendement geeft aan welk deel van de oorspronkelijk toegevoerde energie beschikbaar blijft voor nuttige toepassing. We illustreren dit aan de hand van enkele voorbeelden.

#### 1.4.2.1 Het rendement van een elektromotor

Een elektrische motor of elektromotor – zoals we die ook terugvinden in veel huishoudelijke apparaten (mixer, microgolfoven, PC) – kan 85 % tot 95 % van de hoogwaardige elektrische energie omzetten in nuttig bruikbare mechanische energie. We zeggen daarom dat de elektromotor een energetisch rendement heeft van 85 % à 95 %.

#### 1.4.2.2 Het rendement van een auto

Een benzinemotor in het voorbeeld dat we eerder hebben aangehaald heeft een energetisch rendement van  $17/69 = 0,246 \approx 25\%$ . Dit energetisch rendement is de verhouding van het effectief vermogen [de geleverde arbeid per tijdseenheid in J/s] en de toegevoerde chemisch gebonden energie per tijdseenheid [de massastroom brandstof in kg/s maal de onderste verbrandingswaarde van de brandstof in J/kg]. Het energetisch rendement van de *auto* tijdens het verplaatsen van zichzelf en de passagiers is slechts  $9/70 = 0,128 \approx 13\%$ . Het doel van een auto is echter niet zichzelf te verplaatsen, maar personen. Als we rendement definiëren als de verhouding van het aantal passagiers maal het aantal kilometers vervoerd [in passagier-kilometer] en de gebruikte energie [in MJ], dan is het energetisch rendement van een “carpool-auto” met een gemiddelde bezetting van 4 passagiers gelijk aan 0,7 passagier-kilometer per MJ; en van een “pendelaar-auto” met de (meer realistische) gemiddelde bezetting van 1,15 passagiers slechts 0,2 passagier-km per MJ. Vergelijk dit met het rendement van een fietser: 18 passagier-km per MJ, waarbij de door de fietser gebruikte energie betrekking heeft op de energie-inhoud van zijn voedsel. Nog een andere manier om het rendement uit te drukken is als verhouding van de hoeveelheid vervoerde massa maal het aantal kilometers vervoerd [in kilogram-kilometer] en de gebruikte energie [in MJ]. In dat geval is het rendement van de carpool-auto 40 kg-km/MJ, van de pendelaar-auto 12 kg-km/MJ, en van de fietser 1 100 kg-km/MJ. Een fietser heeft een hoger rendement in termen van kg-km per MJ omdat een mens de opgeslagen chemische energie in het lichaam *rechtstreeks* omzet naar mechanische energie (arbeid), en (in mindere mate) omdat de fietser tijdens het rijden minder lucht- en rolweerstand ondervindt. Het nadeel van een fietser is dat hij maar weinig vracht kan vervoeren. Het “vrachtvervoer-rendement” van een trein bedraagt 3 100 kg-km/MJ, van een zware vrachtwagen 490 kg-km/MJ, en van een vliegtuig slechts 74 kg-km/MJ. (Hobson, 2003)

#### 1.4.2.3 Het ketenrendement van ‘steenkoolverbranding tot verlichting’

In ons voorbeeld van “steenkoolverbranding tot verlichting” heeft de gloeilamp een lichtrendement van slechts 10 %. Het lichtrendement is per definitie de lichtstroom per eenheid opgenomen elektrisch vermogen van de lichtbron, waarbij lichtstroom de totale hoeveelheid licht is die een lichtbron per tijdseenheid uitstraalt. Aan het andere uiteinde van de beschouwde keten bedraagt het thermisch rendement van de stoomketel in de (oude) kolencentrale 88 %; het mechanisch rendement van de stoomturbine slechts 47 %. Als we ook nog rekening houden met het rendement van 97 % van de generator, dan is het totaal energetisch rendement van de kolencentrale gelijk aan  $0,88 \times 0,47 \times 0,97 \approx 0,40$  of 40 %. Van de elektrische energie die de steenkoolcentrale verlaat wordt tijdens transmissie

en distributie nog eens 10 % omgezet in warmte die onbenut in de omgeving terecht komt. Dit betekent dat van de 100 “energie-eenheden” in de steenkool slechts 3,6 eenheden ( $0,40 \times 0,90 \times 0,10 = 0,036$  of 3,6 % ) nuttig worden gebruikt voor de verlichting ! De overige 96,4 eenheden zijn omgezet tot niet nuttig gebruikte warmte. Het *totale ketenrendement* van steenkoolverbranding tot verlichting is m.a.w. slechts 3,6 %. Indien we een moderne poederkoolcentrale hadden bekeken met een totaal energetisch rendement van 45 %, en i.p.v. een gloeilamp een spaarlamp met een lichtrendement van 25 %, dan bedroeg het totale ketenrendement nog altijd maar  $0,45 \times 0,90 \times 0,25 \approx 0,10125$  of 10,1 %;

#### 1.4.2.4 Het “from well to wheel” of “source to service” rendement

Co van Liere en Arnold Heertje<sup>6</sup> publiceerden in het boek “Van Megawatt naar Ecowatt” een zogenaamde “from well to wheel” analyse (of “Source-to-Service” of “lifecycle energy” analyse van auto gebruik). Van de 100 eenheden energie in een olieveld in het Midden-Oosten gaan 10 eenheden “verloren” door het affakkelen van methaan. Het transport van de olie naar de haven van Rotterdam kost 2 eenheden, het destilleren van de olie in de petroleumraffinaderij 6 eenheden, en het transport van de benzine naar de pomp twee eenheden. Aan de benzinepomp resteren nog 80 eenheden energie. Met een rendement van de benzinemotor van slechts 30 % (in hun voorbeeld), de transmissieverliezen in de versnellingsbak en de stilstands-“verliezen” bij stationair draaien, gaan 70 bijkomende eenheden “verloren”. Er zijn bijgevolg maar 10 eenheden energie meer over voor het rijden (het overwinnen van de luchtweerstand en de rolweerstand van de auto). Het bouwen en het verschromen van de auto kost 3 eenheden energie. We weten bovendien dat het doel van een auto niet het vervoeren van het gewicht van de auto (1 000 kg in hun voorbeeld) is, maar wel van personen (gemiddeld één of twee mensen van 70 kg), zodat uiteindelijk slechts 1 eenheid energie ons echt van A naar B vervoert ! Het ketenrendement voor personenvervoer met een auto is bijgevolg ongeveer 1 %.

### 1.4.3 Energieverbruik, energieverliezen en energiebesparing

Tot slot enkele taalkundige opmerkingen. Veel auteurs spreken van energieverbruik, wat op zijn minst de indruk wekt dat energie bij gebruik wordt omgezet naar iets dat geen energie meer is. Veel auteurs spreken ook van “energie die verdwijnt”, “energie die verloren gaat”, of kortweg “energieverliezen”. Uit de behoudswet van energie weten we dat energie niet in het niets kan verdwijnen, en in die zin ook niet “verbruikt” kan worden of “verloren” kan gaan. De auteurs bedoelen in beide gevallen feitelijk dat energie van hoge kwaliteit is omgezet (of ‘gedegenereerd’) naar energie van lage kwaliteit. Men zou eventueel van *exergie*verbruik of *exergie*verlies kunnen spreken. En *last but not least*, het verbeteren van het energetisch (omzettings)rendement is strict genomen geen energiebesparing. Enkel geen of minder energie gebruiken is echt een vorm van energiebesparing.

## 2 De bronnen van energie

### 2.1 Overzicht van energiebronnen

Vanuit natuurkundig oogpunt kunnen er slechts vier ‘echt primaire’ bronnen van energie zijn, met name de vier reeds vermelde ‘wisselwerkingen’: de sterke kernkracht, de zwakke kernkracht, de zwaartekracht en de elektromagnetische kracht. De energie afkomstig van deze 4 fundamentele krachten is op *natuurlijke* of op *kunstmatige* wijze om te zetten naar de energievormen waar we meer vertrouwd mee zijn (chemische, thermische, mechanische of elektrische energie).

#### 2.1.1 Natuurlijke primaire conversieprocessen

De dominante primaire energiebron op aarde is de stralingsenergie van de zon. Deze stralingsenergie, afkomstig van de natuurlijke kernfusie (sterke kernkracht) van lichte elementen in het binnenste van de zon, wordt via een aantal *natuurlijke* conversieprocessen omgezet naar andere vormen van energie. Natuurlijke fotosynthese zet stralingsenergie van de zon om naar chemische energie in de vorm van *biomassa*, waarvan een deel uit vroegere tijdperken is omgezet geweest naar (de koolwaterstoffen in) *fossiele brandstoffen*. De verdamping van water en de stijging van de waterdamp converteert de stralingsenergie van de zon naar elektrostatische potentiële energie door een verschil in zoutconcentratie van zoet en zout water te creëren (*zoutgradiënt*). De resulterende

<sup>6</sup> Van Liere, J. and A. Heertje, eds., ‘Van Megawatt naar Ecowatt - een nieuwe visie op energiebeleid’, KEMA, Arnhem, 1997.

neerslag boven land op verschillende hoogtes boven het aardoppervlak zet stralingsenergie van de zon om naar gravitationele potentiële energie (*waterkracht*). De (ongelijkmatige) verwarming van de atmosfeer, oceanen en landmassa's conveert de zonne-stralingsenergie naar potentiële en kinetische energie, in de vorm van *wind, golven, horizontale en verticale temperatuurgradiënten in oceanen en 'bliksem'*<sup>7</sup>.

Het natuurlijk radio-actief verval (zwakke kernkracht) van isotopen in de aarde zet stralingsenergie om naar thermische energie in de vorm van *diepe aardwarmte*. Deze isotopen zijn afkomstig van sterren ("zonnen") die miljarden jaren geleden zijn ontploft in zogenaamde supernova's, en waarbij een deel van de uitgestoten materie bij de vorming van ons zonnestelstel op aarde is terechtgekomen.

De zwaartekracht van aarde, maan en zon zorgt voor de potentiële en kinetische energie vevat in de *getijden*. De zwaartekracht van de aarde zelf speelt – zoals reeds vermeld – een cruciale rol bij waterkracht.

### **2.1.2 Kunstmatige primaire conversieprocessen**

De stralingsenergie van de zon is via *kunstmatige* fotosynthese om te zetten naar chemische energie in de vorm van *waterstofgas* en koolwaterstoffen. De zonne-stralingsenergie is via concentratoren om te zetten naar (hoge temperatuur) thermische energie, die men kan opslaan in de vorm van water, stoom, zout of gesmolten metaal. De zonne-stralingsenergie is tenslotte rechtstreeks omzetbaar naar (lage temperatuur) thermische energie via zonnepanelen, of naar elektrische energie via fotovoltaïsche (PV) conversie.

De sterke kernkracht speelt nog een grote rol bij de *kunstmatige* kernfusie van lichte elementen (waterstofisotopen) op aarde, en de kunstmatige kernfissie (of kernsplijting) van zware elementen (uranium- en thoriumisotopen). In beide gevallen wordt kunstmatige stralingsenergie omgezet naar thermische energie, die men kan opslaan in de vorm van water, stoom, zout of gesmolten metaal.

### **2.1.3 Intermediaire energiedragers**

De primaire energiebronnen of primaire energiedragers zijn in de meeste gevallen niet rechtstreeks geschikt voor het leveren van "energiediensten". We gebruiken weliswaar rechtstreeks veel (afgeleide) zonne-energie onder de vorm van daglicht, omgevingswarmte of ventilatie door de wind, maar voor gebruik in bijvoorbeeld stookketels, huishoudelijke apparaten of auto's moeten we de primaire energiedragers eerst nog omzetten – via één of meer conversie- of transformatietechnologieën – naar intermediaire energiedragers (bv. stookolie, elektriciteit, benzine). Deze technologieën bespreken we kort in dit deel A onder §3 (Transformatie van energie naar intermediaire energiedragers), en meer uitgebreid in deel B onder activiteiten van de energiesector.

### **2.1.4 Hernieuwbare, niet-hernieuwbare en duurzame energie**

Het meest gebruikte onderscheid tussen primaire energiebronnen is nog altijd het onderscheid tussen hernieuwbare en niet-hernieuwbare energiebronnen. "Hernieuwbare bronnen" is een vertaling van de in de VS in zwang geraakte term "renewables". Recent is men eerder geneigd te spreken van stromingsbronnen, vernieuwbare voorraden en niet-vernieuwbare voorraden.

- *stromingsbronnen* zijn energiegebronnen waarvan het gebruik niet leidt tot een vermindering van de omvang van deze stromen. In zekere zin kan men spreken van "onuitputtelijke voorraden", onuitputtelijk in de zin dat de mens nog vele duizenden en zelfs miljoenen jaren gebruik zal kunnen maken van deze energiebronnen. Voorbeelden van stromingsbronnen zijn zonne-energie, wind, waterkracht en getijden;
- *vernieuwbare voorraden* zijn energiebronnen waarvan het gebruik leidt tot een vermindering van de omvang van de voorraad, maar waarvan de voorraad in principe zo snel kan worden aangevuld – dank zij "snelle" biologische processen – dat het lijkt alsof ze "onuitputtelijk" zijn. Het voorbeeld is biomassa, waarbij men er steeds moet voor zorgen dat de aanwas nooit kleiner is dan het gebruik;

<sup>7</sup> Er zijn evenwel geen praktische toepassingen gekend van de energie vevat in bliksems.

- *niet-vernieuwbare voorraden* zijn energiebronnen waarvan het gebruik leidt tot een vermindering van de omvang van de voorraad op aarde, en waarvan de voorraad in principe niet snel genoeg kan worden aangevuld – omwille van “zeer trage” geologische processen of van astrofysische processen – zodat ze “uitputbaar” (‘depletable’) zijn. Voorbeelden zijn fossiele brandstoffen en uranium- en thoriumertsen.

In feite is het onderscheid voornamelijk gebaseerd op de “tijdschaal” waarin de *natuurlijke* primaire conversieprocessen zich afspelen. Waterstof wordt in de zon op ‘*continue, natuurlijke*’ wijze omgezet in helium. Het waterstof in de zon zal ooit opraken, maar pas na enkele miljarden jaren. De zwaartekracht zal er zijn tot het einde der tijden. Natuurlijke fotosynthese is een relatief snel omzettingsproces, maar het kan maanden tot vele jaren duren vooraleer dit proces bruikbare biomassa (energieteelten) oplevert. De omzetting van biomassa tot fossiele brandstoffen gebeurt op geologische tijdschaal, duizenden tot miljoenen jaren. De uranium- en thoriumvoorraden zijn het resultaat van supernova’s en de vorming van ons zonnestelsel miljarden jaren geleden. De mens kan – tot op zekere hoogte – de natuurlijke conversieprocessen op *kunstmatige* wijze versnellen, maar dat is niet noodzakelijk wenselijk (bemesting, kernenergie) of praktisch (kunstmatige omzetting van biomassa in steenkool). Kunstmatige kernfusie beschouwen sommigen overigens als hernieuwbare energie, omdat het reactiemateriaal (deuterium) overvloedig aanwezig is op aarde.

We zullen in dit document stromingsbronnen en vernieuwbare voorraden samennemen als ‘hernieuwbare energiebronnen’. Een *hernieuwbare energiebron is niet noodzakelijk duurzaam*. Bij duurzaam energiegebruik spelen drie aspecten een rol: het niet uitputten van grondstoffen, het vermijden van milieubelastende effecten, en de duurzame bijdrage aan de sociale en economische ontwikkeling (Neyens, 2006). De hernieuwbare energiebron hout bijvoorbeeld kan men duurzaam gebruiken in een goed afgestelde houtvergasser of weinig duurzaam in een slecht trekkende open haard (Neyens *et al*, 2004).

## 2.2 Hernieuwbare energiebronnen

### 2.2.1 Zonne-energie

De zon straalt energie uit in de vorm van elektromagnetische golven (stralingsenergie), voor ongeveer de helft in de vorm van zichtbaar licht (“licht”) en voor de andere helft in de vorm van infraroodstralen (“warmtestraling”), met een klein gedeelte in de vorm van ultravioletstralen (UV). De zon zendt ook deeltjesstraling uit (protonen, elektronen, neutrino’s, ...) De uitgezonden energie is afkomstig van kernfusiereacties in het binnenste van de zon (zie ook § 6.1.3.3 kernfusie). De totale “irradiantie” of “zonneconstante” is de hoeveelheid totale stralingsenergie per eenheid oppervlakte die, gemeten aan de buitenste oppervlakte van de atmosfeer van de aarde, per seconde in een vlak loodrecht op de stralingsrichting passeert. De zonneconstante bedraagt gemiddeld<sup>8</sup> 1 368 W/m<sup>2</sup>. Het vermogen voor de gehele aarde – met een doorsnede ( $\pi R^2$ ) van 127 400 000 km<sup>2</sup> – is  $1,740 \times 10^{17}$  W. Omdat de aarde roteert bedraagt het gemiddelde vermogen over het gehele aardoppervlak ( $4\pi R^2$ ), de zogenaamde “insolation” (“incoming solar radiation”), slechts een vierde van de zonneconstante, of  $\approx 342$  W/m<sup>2</sup>. De hoeveelheid ontvangen zonne-energie op een bepaalde plaats op het aardoppervlak en op een bepaald tijdstip hangt af van de breedtegraad en van de toestand van de atmosfeer.

### 2.2.2 Biomassa

De hogere planten, de meeste algen en sommige bacteriën (‘Rhodobacters’) zetten een deel van de stralingsenergie van de zon om naar chemische energie (fotosynthese). Fotosynthese is (vereenvoudigd) een biochemisch proces waarbij water (H<sub>2</sub>O – de bron van H en O) en koolstofdioxide (CO<sub>2</sub> – de bron van C) door middel van zonlicht<sup>9</sup> wordt omgezet in een suikergroep (C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>O<sub>6</sub>) en zuurstof (O<sub>2</sub> – afgegeven aan de dampkring). De organismen leggen de energie uit zonlicht als het ware vast in de grotere moleculen van de suikers<sup>10</sup>. Men noemt organismen die energie vastleggen d.m.v. fotosynthese “fototroof”. Dieren (en mensen) eten planten, en slaan deze chemische energie in hun lichaam op. Biomassa als energiebron is organisch materiaal afkomstig van planten en dieren. Dit organisch materiaal kan afkomstig zijn van gewassen die speciaal geteeld

<sup>8</sup> De zonne-“constante” vertoont zeer minieme fluctuaties [0,1 %].

<sup>9</sup> Het groene gedeelte van het licht wordt niet gebruikt maar teruggekaatst, waaraan o.m. bladeren hun groen kleur danken.

<sup>10</sup> ‘s Nachts vindt het omgekeerde proces plaats. Het organisme neemt zuurstof op en verbrandt de suikers om met de vrijgekomen energie te kunnen groeien.

zijn voor energiegebruik ('energieteelten'), of van afval- of reststromen. Enkele voorbeelden van biomassa zijn hout, suikerriet, koolzaad, dierlijke mest, of groenten-, fruit- en tuinafval (GFT).

Biomassa is slechts een hernieuwbare energiebron voor zover ze telkens wordt vernieuwd in dezelfde mate als dat mensen ze gebruiken (op wereldvlak). Men zegt ook dat – om een *duurzame* energiebron te zijn – biomassa organisch materiaal is dat onderdeel moet zijn van de zogenaamde "*korte koolstofkringloop*". Het gebruik van bio-energie mag enkel CO<sub>2</sub> uitstoten die nog maar kort geleden is vastgelegd, zodat er geen toename is van de totale hoeveelheid CO<sub>2</sub> in de atmosfeer (CO<sub>2</sub>-neutraal). Fossiele brandstoffen echter maken deel uit van de "*lange koolstofkringloop*".

### 2.2.3 Windenergie

Ongeveer 0,5 % van het zonlicht dat in de dampkring binnenkomt wordt omgezet in kinetische energie van de lucht (Scientific American, 2006). Wind is lucht die beweegt van een plaats met een hogere luchtdruk naar een plaats met een lagere luchtdruk. Luchtdruk is de kracht per eenheid oppervlakte uitgeoefend op een oppervlak door het gewicht van de lucht(kolom) boven dat oppervlak. De luchtdrukverschillen zijn het gevolg van verschillen in opwarming – voornamelijk door de stralingsenergie van de zon – of afkoeling. Winden gaan niet in rechte lijn van een hogedruk- naar een lagedrukgebied. Ze worden afgebogen door het "Coriolis-effect", dat een gevolg is van de draaiing van de aarde. Andere effecten, zoals wrijving dicht bij het aardoppervlak, beïnvloeden eveneens de windrichting.

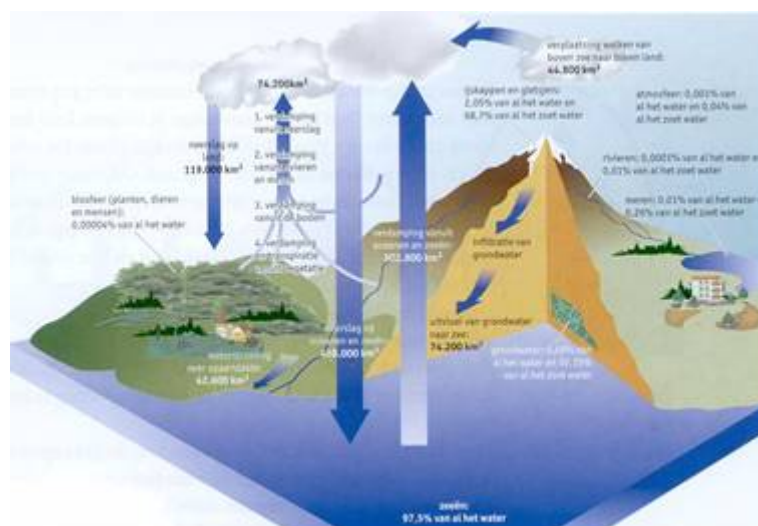
Men onderscheidt lokale en mondiale winden. Lokale winden zoals aan- en afluende winden, bergwinden, kata- en anabatische<sup>11</sup> winden en moessons zijn afhankelijk van het reliëf, het contrast continent-oceaan, de bodemgesteldheid, enz. Mondiale winden zoals poolwinden, passaatwinden, westenwinden en straalstromen zijn steeds weerkerende winden die over grote gebieden tegelijkertijd waaien.

### 2.2.4 Waterkracht

De hydrologische kringloop of watercyclus (figuur 2) beschrijft het voorkomen (als waterdamp, water of ijs) en het bewegen van water op, onder en boven het aardoppervlak. De zon verwarmt het water van de oceanen en zeeën (die 96,5 % van al het water op aarde bevatten). Een deel van het water verdampt, stijgt op en vormt wolken (kleine waterdruppeltjes of ijskristallen) die zich door de luchtstromen in de atmosfeer verplaatsen. Wanneer de microscopisch kleine waterdruppeltjes of ijskristalletjes voldoende groot zijn geworden vallen ze onder invloed van de zwaartekracht naar de aarde, onder de vorm van neerslag. Onderweg verdampt al heel wat neerslag. Het grootste deel van de neerslag valt terug op de oceanen en zeeën, een kleiner gedeelte valt op het land. De neerslag boven land die niet in de bodem infiltreert heet "oppervlakte-afvloei/afvoer" en stroomt door de *zwaartekracht* via het aardoppervlak naar meren (zoetwateropslag) of naar rivieren vanwaar het terug naar de oceanen en zeeën stroomt. De neerslag die diep in de bodem infiltreert vult het grondwater aan, dat zich zeer langzaam verplaatst via watervoerende lagen en zorgt voor een opslag van grote hoeveelheden zoetwater gedurende lange tijd. Een deel van het grondwater dicht bij het aardoppervlak kan terug aan de oppervlakte komen via zoetwaterbronnen of via de uitvloeit van grondwater naar oppervlaktewater of rechtstreeks naar de oceanen en zeeën. Een deel van het water uit de bodem en uit het oppervlaktewater verdampt om terug wolken te vormen. Water wordt vanuit het grondwater door vegetatie opgenomen ("lange waterkringloop") en verdampt grotendeels weer via de bladeren (de zogenaamde "evapotranspiratie"). Een deel van de neerslag komt in de vorm van sneeuw in ijskappen en gletsjers terecht, waar het lange jaren kan opgeslagen blijven of waar het kan smelten tot smeltwater om terug af te vloeien naar oceanen en zeeën. Sneeuw en ijs kunnen sublimeren (rechtstreekste overgang van vaste stof naar damp). Meer info op <http://ga.water.usgs.gov/edu/watercycle.html>. De warmte nodig om al dat water te laten verdampen bedraagt ongeveer 20 % van alle warmte die de aarde van de zon ontvangt. Als de waterdamp condenseert wordt deze latente warmte teruggegeven aan de atmosfeer.

<sup>11</sup> Kata- en anabatische winden zijn een vorm van bergwinden, zoals de mistral en de föhn.

Figuur 2: Hydrologische kringloop



Bron: <http://mediatheek.thinkquest.nl>

### 2.2.5 “Oceanische energie” (golven, getijden, permanente zeestromen en zoutgradiënten)

Twee wegen brengen zowel het zeewater als de vaste aardkorst in een periodieke beweging: a) de (directe) aantrekkingskracht van vooral de maan maar ook de zon op het zeewater en de aardkorst, en b) de centripetale kracht t.g.v. de rotatie van de aarde en maan rond hun gemeenschappelijk zwaartepunt. Het zeewater ondervindt minder weerstand dan de vaste aardkorst, wat leidt tot regelmatig wisselende hoogteverschillen van het zeewater en vandaar de getijdestromingen. De bewegingsenergie (getijdenenergie) van het wassende (vloed) en zich terugtrekkende (eb) water in de monding van een rivier of baai kan men gebruiken voor de opwekking van elektriciteit in zogenaamde getijdencentrales.

De wind veroorzaakt golven op zee. Men zegt wel dat golven ‘geconcentreerde windenergie’ zijn. Het precieze mechanisme van het ontstaan van windgolven op zee is nog altijd niet met grote zekerheid gekend. Golfslagenergie is energie die men wint uit de snel wisselende waterhoogte op zee door de aanwezigheid van golven.

Permanente zee- of oceaanstromen zijn bewegingen in het oceaanwater van grote afmeting. Hun ontstaan en voortbestaan is o.m. afhankelijk van verschillen in watertemperatuur (bijvoorbeeld tussen de tropen en de polen), de aardrotatie, de getijdewerking en de wind.

Het verschil in zoutconcentratie tussen zoet en zout water kan een elektrisch potentiaalverschil over een membraan opleveren.

### 2.2.6 Aardwarmte (geothermische energie)

Men onderscheidt diepe aardwarmte en aardwarmte nabij de oppervlakte.

Radioactieve vervalsprocessen van de in de aarde aanwezige langlevende radioactieve isotopen (o.m. Uranium-235, Uranium-238, Thorium-232 en Kalium-40) zijn verantwoordelijk voor 70 % van de diepe aardwarmte; restwarmte uit de tijd dat de aarde is ontstaan door accretie van materie voor de overige 30 %. De geothermische vermogensdichtheid (het door het aardoppervlak aan de ruimte afgegeven vermogen) van de aardwarmtestroom – i.e. de warmte uit de diepere delen van de aarde die door warmtegeleiding en convectie naar ondiepere lagen wordt getransporteerd – bedraagt slechts 0,063 W/m². Men benut daarom de reeds in de aardkorst opgeslagen warmte. De temperatuur stijgt vertrekkende van het aardoppervlak ‘slechts’ met 3 °C per 100m diepte. De bodem heeft bijna overal op een diepte van 1 kilometer een temperatuur van 35 °C tot 40 °C (de “geothermische dieptemaat”), maar in gebieden met bijzondere geologische omstandigheden zoals vulkaangebieden – de zogenaamde “geothermische anomalieën” – kan deze temperatuur vele honderden graden celcius bereiken. In “hoogenthalpie”-vindplaatsen is water of stoom van meedere honderden graden

celcius meteen beschikbaar. In “laagenthalpie”-vindplaatsen onderscheidt men ‘hydrothermale systemen’ (het in de ondergrond voorhanden warm water circuleert door natuurlijke waterhoudende lagen tussen twee bronnen); ‘petrothermale systemen’ (kunstmatig ingebracht water circuleert in een droge ondergrond door een kunstmatig spletenstelsel tussen twee bronnen); en ‘diepe aardwarmtesondes’ (het warmtedragend medium circuleert in een gesloten circulatie). Diepe aardwarmte is strikt genomen geen hernieuwbare energie, want deze bronnen van aardwarmte worden niet snel genoeg aangevuld omdat gesteenten zulke slechte warmtegeleiders zijn. Men onderscheidt *direct* gebruik van warmte uit diepe aardwarmte (waarvoor relatief lage temperaturen tussen 40 en 100 °C voldoende zijn), en gebruik van diepe aardwarmte voor *stroomopwekking* in geothermische centrales (waarvoor temperaturen hoger dan 100°C nodig zijn). Informatie: <http://iga.igg.cnr.it>

De temperatuur van de lucht kan doorheen het jaar zeer sterk fluctueren, maar de temperaturen van de bovenste lagen van de aardbodem variëren niet of zeer gedempt mee. Het gebruik van aardwarmte nabij de oppervlakte bestaat voornamelijk uit warmtepompen (die werken volgens het principe van een koelkast om omgevingswarmte in temperatuur te verhogen voor de productie van warm water of voor de verwarming van ruimten), en seizoensopslag (het oppompen van grondwater op een diepte van ±100 meter om in de winter te gebruiken als verwarming van gebouwen, en het afgekoelde water terug in het grondwater pompen om het in de zomer te gebruiken voor koeling).

### 2.2.7 Voor- en nadelen van hernieuwbare energiebronnen

Energietechnologieën op basis van hernieuwbare energiebronnen voldoen in grote mate aan de drie criteria van “duurzame energie”.

- Geen schadelijke milieu-effecten (‘schone’ technologieën). Ze verbranden geen fossiele brandstoffen zodat ze geen of veel minder vervuilende stoffen uitstoten zoals CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, NMVOS en CO. Ze produceren weinig of geen afval en zeker geen radio-actief afval;
- Geen uitputting van (energie)grondstoffen. Ze zorgen niet voor een uitputting van de eindige voorraden fossiele brandstoffen en uranium- en thoriumisotopen op aarde;
- Bijdrage aan de socio-economische ontwikkeling. Ze verminderen de buitenlandse afhankelijkheid qua energiebevoorrading. Hun decentrale, modulaire aard laat een graduele en flexibele opbouw van vermogen toe. Hun kleinschaligheid vergemakkelijkt de combinatie met andere menselijke activiteiten en de integratie in de gebouwde omgeving. Ze creëren arbeidsplaatsen op de lokale markt, en ze bieden de industrie kansen voor innovatie en export.

Er zijn ook nadelen verbonden aan het gebruik van hernieuwbare energietechnologieën:

- Hun energie-aanbod kan locatiegebonden en sterk variabel zijn, omwille van het wisselend productieniveau en de discontinuïteit in functie van de seizoenen en de dag/nacht-cyclus. Dit maakt het opslaan van energie of de aansluiting van reservevermogen vaak noodzakelijk. Het *effectief* vermogen van een windturbine bijvoorbeeld is gelijk aan het *geïnstalleerd* vermogen maal de *productiefactor*. De productiefactor geeft in procenten van het maximale vermogen het gemiddelde vermogen aan waarmee wordt geproduceerd<sup>12</sup>. In ons windklimaat kan men voor windkracht rekenen op een productiefactor van ±11 % in het binnenland, ±23 % nabij de kust en ±34 % op zee. Het fluctuerend aanbod is tot op zekere hoogte statistisch voorspelbaar;
- De energiedichtheid, i.e. de energie-inhoud per eenheid oppervlakte, van sommige stromingsbronnen (vooral wind en zon) is relatief laag. Een groot potentieel aan wind en zon vereist voor een land als Vlaanderen talrijke, grote windturbines op vrij grote oppervlaktes of grote oppervlaktes zonnepanelen. Voor zonnepanelen is heel wat plaats beschikbaar op de daken van de huizen. Een windturbine vereist een grondoppervlakte van ongeveer 100 m<sup>2</sup>, waarbij inpassing in de ruimtelijke ordening minder evident is;
- Grootschalige waterkracht vereist beduidende hoogteverschillen, die in Vlaanderen niet aanwezig zijn;
- Windturbines kunnen de landschapsbeleving aantasten (‘horizonvervuiling’), geluidshinder veroorzaken, of een gevaar betekenen voor trekvogels<sup>13</sup>. De problemen rond geluidshinder en

<sup>12</sup> Een equivalente gebruiksduur van bv 1 000 uren betekent, vermits een jaar (schrikkeljaren uitgezonderd) 8 760 uren heeft, een productiefactor van 1 000 / 8 760 = 0,114 of 11,4 %.

<sup>13</sup> Vanaf mei 2000 tot december 2001 onderzocht het Instituut voor Natuurbehoud de impact van windturbineparken op vogels. Het bleek dat gemiddeld 4 tot 23 vogels per turbine per jaar tegen de turbines aanvliegen. Voor bepaalde soorten werd



horizonvervuiling kan men gedeeltelijk opvangen door de windturbines *off shore* (= 'niet op het vaste land', dus op zee) te plaatsen.

## 2.3 Niet-hernieuwbare energiebronnen 2011

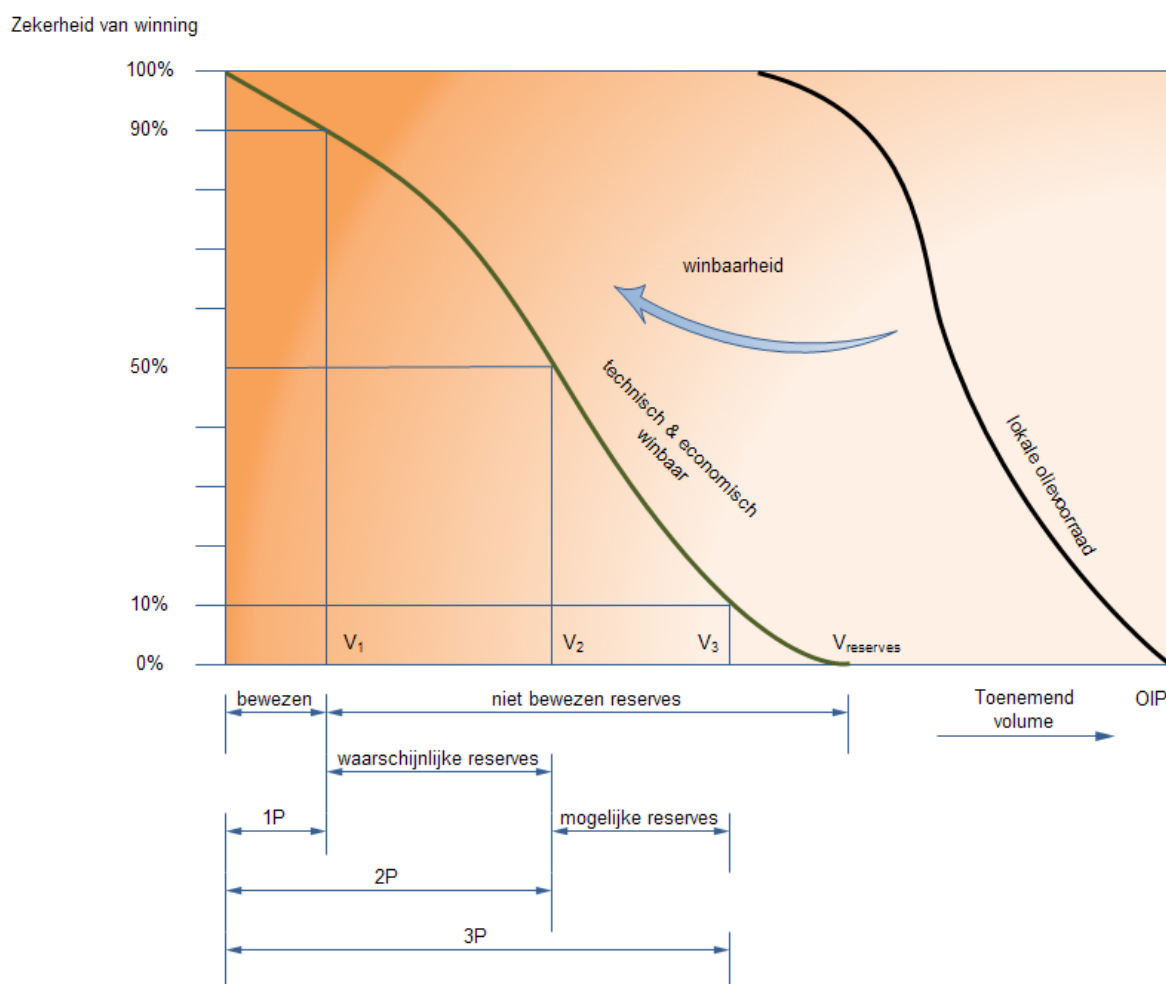
*Laatst bijgewerkt: februari*

### 2.3.1 Voorraden en reserves

We bespreken begrippen zoals voorraden en reserves aan de hand van petroleum. Voor de andere fossiele brandstoffen (aardgas, steenkool) gelden gelijkaardige definities.

De totale geschatte hoeveelheid olie in een oliereservoir noemt men de plaatselijke olievoorraad of 'oil in place' (OIP). Kenmerken van het oliereservoir en beperkingen van de winningstechnieken zorgen ervoor dat men maar een beperkt deel van de olie in het reservoir naar de oppervlakte kan brengen. Het is deze technisch en economisch winbare fractie die men 'reserves' noemt. De verhouding van die winbare hoeveelheid olie op de totale geschatte hoeveelheid olie, voor een gegeven olieveld, noemt men de 'winbaarheidsfactor' of 'winningsfactor' ('recovery factor'). De winbaarheidsfactor verschilt zeer sterk van veld tot veld, en kan veranderen in de tijd ten gevolge van wijzigingen in technologie en economische omstandigheden.

**Figuur 3: Onderscheid tussen plaatselijke olievoorraad en de verschillende soorten reserves**



Bron: UA-MTT, op basis van: [Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Engineers \(1997\)](#)

vastgesteld dat het aantal lokale migraties daalde na de oprichting van de turbines. Het effect op de voortplanting, het zoeken naar voedsel, en het slapen van vogels bleef onbepaald. Hoewel de invloed van windturbines op vogels lokaal varieert, moet men vermijden ze op te richten in de buurt van belangrijke vogelgebieden en migratieroutes (Everaert et al., 2002).



De internationale organisatie Society of Petroleum Engineers (SEC) definieert oliereserves als volgt: "Reserves are those quantities of petroleum claimed to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations under defined conditions. Om als 'reserve' in aanmerking te komen moet de hoeveelheid olie in een veld voldoen aan 4 criteria: 1) daadwerkelijk ontdekt zijn via 1 of meer proefboringen, 2) winbaar zijn met bestaande technologieën, 3) economisch interessant zijn, en 4) zich nog in de grond bevinden.

Alle schattingen van reserves zijn onderhevig aan onzekerheid, afhankelijk van de betrouwbaarheid van de beschikbare geologische en 'engineering' gegevens, en de interpretatie van die data. De relatieve graad van onzekerheid kan men uitdrukken door de reserves in te delen in 2 grote categorieën: 'bewezen reserves' en 'niet-bewezen' reserves.

Bewezen reserves zijn de reserves waar men 'redelijk zeker' van is (normaliter met een betrouwbaarheid van minstens 90 %) dat ze onder de gegeven economische en politieke omstandigheden, en met de bestaande technologieën, winbaar zijn. Experts in de sector noemen bewezen reserves P90 (minstens 90 % zeker dat ze worden gewonnen), of ook nog 1P. BP definieert bewezen reserves als 'the estimated quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing and economic operating conditions'. Bewezen reserves zijn de enige soort reserves die (in de V.S. beursgenoteerde) oliemaatschappijen volgens de U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) aan hun investeerders mogen melden.

Bewezen reserves worden verder onderverdeeld in:

- bewezen ontwikkelde ('Proved Developed' of PD) reserves: PD-reserves zijn reserves die men kan winnen met bestaande putten en boringen, of uit bijkomende reservoirs met een minimum aan additionele investeringen (werkingskosten);
- bewezen niet-ontwikkelde ('Proved Undeveloped' of PUD) reserves: PUD-reserves zijn reserves die nieuwe investeringen (bijvoorbeeld nieuwe boorputten) vereisen om ze naar de oppervlakte te brengen.

Niet-bewezen reserves zijn reserves die gebaseerd zijn op gelijkaardige schattingen als voor bewezen reserves, maar die men omwille van technische, contractuele of regulatoire onzekerheden niet onder de bewezen reserves kan (mag) classificeren. Schattingen van niet-bewezen reserves gebeuren slechts sporadisch, en enkel voor 'intern gebruik'.

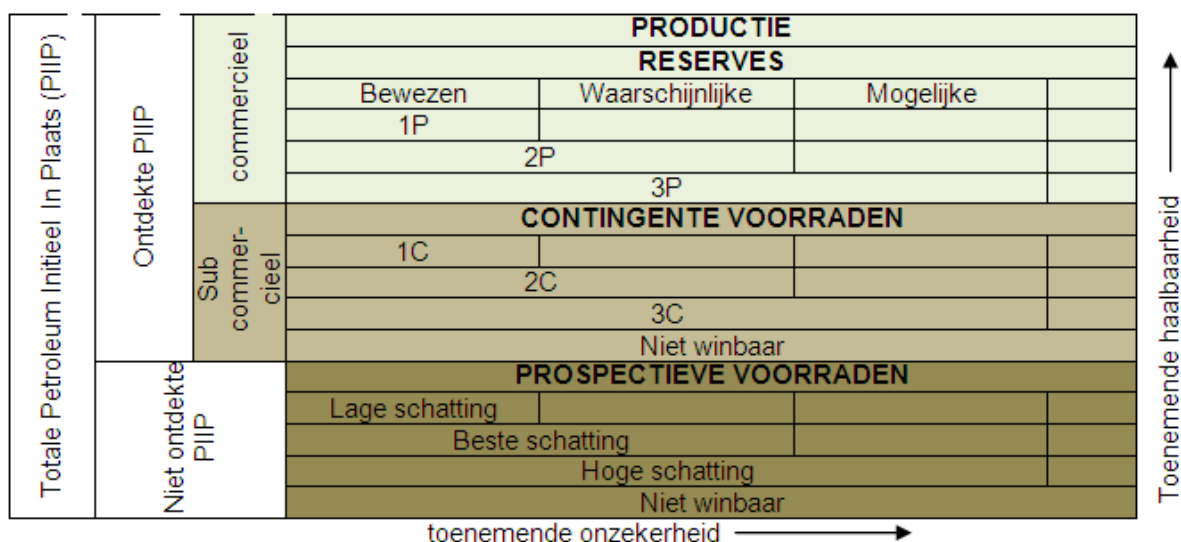
Niet-bewezen reserves worden verder onderverdeeld in:

- waarschijnlijke ('probable') reserves: Waarschijnlijke reserves zijn niet-bewezen reserves met een zekerheid van 50 % dat ze worden gewonnen. Experts noemen waarschijnlijke reserves P50. Men spreekt ook van 2P reserves, als de som van bewezen en waarschijnlijke reserves;
- mogelijke ('possible') reserves: Mogelijke reserves zijn niet-bewezen reserves waar van de zekerheid dat ze ooit worden gewonnen veel kleiner is dan voor waarschijnlijke reserves. Mogelijke reserves definieert men vaak als niet-bewezen reserves met een zekerheid van minstens 10 % dat ze worden gewonnen. Experts noemen mogelijke reserves P10. Men spreekt ook van 3P reserves, als de som van bewezen, waarschijnlijke en mogelijke reserves.

Hoewel de technieken om de grootte en de winbaarheid van de voorkomens te schatten voortdurend verbeteren, blijven de onzekerheden vrij groot. De eerste schattingen van de reserves zijn meestal behoudend, en nemen toe met de tijd. Dit fenomeen noemt men 'groei van de bewezen reserves' ('reserves growth'). Er is geen consensus over hoe men reserves moet bepalen, en er is ook geen internationale organisatie die dergelijke consensus kan afdwingen (Laherrere, 2006). Een aantal olieproducerende landen claimen reserves zonder de onderliggende gegevens bekend te maken, en het vermoeden bestaat dat hun overheden deze getallen manipuleren om politieke redenen.

De Society of Petroleum Engineers (SPE), de World Petroleum Council (WPC), de American Association of Petroleum Geologists (AAPG) en de Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) hanteren een meer omvattende classificatie, waarbij ze naast reserves nog twee andere categorieën definiëren: contingente voorraden ('contingent resources') en prospectieve voorraden ('prospective resources').

Figuur 4: Onderscheid tussen voorraden en reserves op basis van geologische zekerheid en economische haalbaarheid van winning



Contingente voorraden zijn die – op een bepaalde datum – geschatte hoeveelheden petroleum, die potentieel winbaar zijn, maar waarvan de winningsprojecten nog niet rijp worden geacht voor commerciële ontwikkeling omwille van 1 of meer onzekerheden.

Prospectieve voorraden zijn die – op een bepaalde datum – geschatte hoeveelheden petroleum, die potentieel winbaar zijn uit nog niet ontdekte accumulaties, door toepassing van nog in de toekomst te ontwikkelen winningsprojecten.

Bron: McKelvey (1972), "Mineral resource estimates and public policy.", in: American Scientist, 60, pp. 32-40

De 'ultiem winbare voorraad' of 'ultimate recoverable resource' (URR) is een – op basis van gedeeltelijke informatie – *subjectieve* schatting van de totale hoeveelheid die ooit daadwerkelijk is of zal worden ontgonnen. De URR deelt men op in cumulatieve productie ('cumulative production'), ontdekte reserves (zie voorgaande) en niet-ontdekte voorraad ('undiscovered resource'). De cumulatieve productie is een schatting van alle tot dusver gewonnen hoeveelheden. De niet-ontdekte voorraad is een schatting van de 'nog te ontdekken' winbare hoeveelheid op basis van geologische, technische en economische factoren. De som van ontdekte reserves en niet-ontdekte voorraad is de winbare voorraad ('recoverable resource'). Voorraad of 'resource' is gewoon de totale hoeveelheid die er *nog* is, i.e. de som van de nog winbare en de niet-winbare hoeveelheden.

### 2.3.2 Fossiele brandstoffen

De fossiele brandstoffen zijn aardgas, aardolie en steenkool. We weten dat bomen en planten zonne-energie omzetten naar chemische energie, en dat bomen, planten en dieren deze energie "opslaan". Dat was miljoenen jaren geleden ook al zo. Vegetatie en organismen kwamen onder andere lagen terecht, en werden onder invloed van temperatuur, druk en bacteriën omgezet in aardgas of aardolie indien het zeevegetatie of zee-organismen betrof, of in steenkool indien het vegetatie en organismen op het land betrof. We noemen deze energiebronnen niet-hernieuwbaar, omdat het vele duizenden jaren duurt om ze te vormen.

De fossiele brandstoffen bevatten grote concentraties koolstof (C), afkomstig van de kooldioxide (CO<sub>2</sub>) die de bomen en planten miljoenen jaren geleden bij de fotosynthese uit de lucht hebben opgenomen. Bij de verbranding bindt die koolstof zich terug met zuurstofgas (O<sub>2</sub>) uit de lucht, en geeft warmte af. We kunnen deze warmte als dusdanig gebruiken (bijvoorbeeld voor ruimteverwarming), of omzetten naar andere nuttige energievormen.

#### 2.3.2.1 Olievoorraden

*Conventionele olie* is olie die wordt geproduceerd vanuit ondergrondse koolwaterstofreservoirs door het gebruik van putten. Conventionele olie omvat ruwe aardolie met een API-graad<sup>14</sup> tussen 10° (extra zware ruwe aardolie) en meer dan 45° (extra lichte ruwe aardolie).

*Niet-conventionele olie* is olie die niet wordt geproduceerd uit ondergrondse koolwaterstofreservoirs door het gebruik van putten en/of die een aanvullende behandeling vereist om er een synthetische ruwe olie van te maken. Voorbeelden zijn:

- olieschalie ("oil shale"): Schalie is een sedimentair gesteente dat rijk kan zijn aan organisch materiaal, waaruit door druk en temperatuur koolwaterstoffen kunnen ontstaan. Als de olie niet migreert naar een reservoirgesteente maar samengeperst in de schalie blijft zitten, spreekt men van olieschalie. Het gesteente wordt ontgonnen, gebroken en tot 480 °C verwarmd. Het condenseren en zuiveren van de verdampende olie geeft een commercialiseerbaar product;
- olie-zand of teerzand ('oil sands'; 'tar sands'): Olie-zand bestaat uit 10-12 % bitumen, vermengd met 80 à 85 % zand en klei, en 4 à 6 % mineraal water. Men kan het zand wassen met warm water en damp, waarna men het verkregen natuurlijk bitumen kan kraken tot synthetisch petroleum;
- zeer zware olie: Zeer zware olie is ruwe aardolie met een hoge viscositeit die ontstaat door degradatie van conventionele olie in ondiepe reservoirs.

Er is discussie over het feit of oliewinning in diep water niet-conventionele olie betreft.

Een deel van de niet-conventionele olie is nu al technisch en economisch winbaar en wordt bijgevolg gedefinieerd als reserve. Een voorbeeld is de winning van zeer zware ruwe aardolie in Venezuela (Orinico) en Canada (Alberta).

### 2.3.2.2 Gasvoorraden

*Conventionele voorkomens van aardgas* zijn voorkomens van aardgas in poreuze, diepliggende aardgasbevattende bodemlagen, zowel op het land als 'offshore';

*Niet-conventionele voorkomens van aardgas* zijn voorkomens van aardgas afkomstig van reservoirs die niet door conventionele technieken kunnen worden geëxploiteerd. Voorbeelden zijn:

- koollaagmethaangas. Koollaagmethaangas is een aardgasmengsel dat meer dan 90 % methaan bevat en hoofdzakelijk in poreuze hooggelegen steenkoollagen voorkomt;
- 'tight gas'. Dit is aardgas aangewezen in laag-permeabele reservoirgesteenten;
- methaan-hydraten of methaan-clathraten. Een methaan-hydraat is een vorm van waterijs dat binnen zijn kristalstructuur grote hoeveelheden methaan bevat. Elke methaanmolecule zit "gevangen" in een "kooi" van waterstofmoleculen. De kristallen bevatten tot 12 % methaan. Methaanhydraten komen voor in permafrostgebieden en in oceaansedimenten bij de kustgebieden;
- aquiferengas: aardgas opgelost in waterhoudende lagen onder de oceaan en onder normale hydrostatische druk, voornamelijk in de vorm van methaan.

Er is weinig (in het geval van koolbedmethaangas en aquiferengas) tot geen (in het geval van clathraten op de oceaانبodem) ervaring met de commerciële winning van niet-conventionele gasvoorkomens. Slechts een fractie van de voorraden koolbedmethaan is commercieel winbaar.

### 2.3.2.3 Steenkoolvoorraden

Algemeen onderscheidt men voor steenkool de volgende types: bitumineuze steenkool (o.a. antraciet), sub-bitumineuze steenkool en ligniet.

Om praktische redenen maakt men een onderscheid op basis van de energie-inhoud: harde steenkool (bitumineuze steenkool en hoog-energetische sub-bitumineuze steenkool) en zachte bruinkool (laagenergetische sub-bitumineuze steenkool en ligniet).

<sup>14</sup> Een schaal voor relatieve dichtheid (of 'soortelijk gewicht') ontwikkeld door het American Petroleum Institute, en algemeen gebruikt in de petroleumindustrie. De eenheid is de "A.P.I. degree", en is gedefinieerd als  $API = [(141,5/S) - 131,5]$ ; waarbij S de specifieke dichtheid is van petroleum bij 15,56 °C.

De steenkoolresources zijn de grootste van alle energiebronnen. De vereiste grote investeringen in infrastructuur en ontwikkeling en de grootte van de reserves beperken de conversie van deze resources tot reserves.

### 2.3.3 Uranium- en thoriumertsen

Men hoort soms wel eens ten onrechte beweren dat uranium een nucleaire “brandstof” is. Uranium is geen gefossiliseerde vorm van opgeslagen chemische energie zoals steenkool. Uranium, of beter een bepaalde vorm van uranium, het isotoop uranium-235 of  $U^{235}$ , is een “splijtstof”. Uranium-235 bestaat zoals elk atoom uit een kern, met daarin een aantal elementaire deeltjes genaamd protonen en neutronen. Men heeft eind jaren dertig uit de vorige eeuw ontdekt dat als men deze kern beschiet met een neutron, er een grote kans bestaat dat deze kern zal uiteenvallen in een aantal splijtingsproducten, in het bijzonder twee (soms drie) kleinere kernen en een handvol neutronen. Vandaar de naam ‘splijtstof’. De massa van de  $U^{235}$  kern is niet gelijk aan de som van de massa’s van de splijtingsproducten. De ontbrekende massa is omgezet in energie (voornamelijk bewegingsenergie van de splijtingsproducten), volgens de bekende formule  $E = m \cdot c^2$ . Die “nucleaire warmte” kan men vervolgens gebruiken om bijvoorbeeld stoom en daarmee elektriciteit op te wekken.

Uranium en thorium komen in de natuur voor in verschillende soorten geologische sedimenten.

Ongeveer  $2,7 \times 10^{-4}$  % van de aardkorst (tot 16 km diepte) bestaat uit uranium. Uranium is het 49<sup>ste</sup> element in rangorde van voorkomen. De belangrijkste mineralen zijn autuniet of “uraanglimmer”, branneriet, carnotiet, coffiniet, curiet, joliotiet, kasoliet, thorië, en uraniniet of “pekblende”. Uraniniet dat voornamelijk uit uraniumdioxide ( $UO_2$ ) bestaat, komt van nature het meest voor op aarde. De wingebieden van conventionele uraniumvoorraden liggen in Australië, Kazachstan, Canada, Zuid-Afrika, Niger, Namibië, Brazilië, de Russische Federatie, de Verenigde Staten, Oezbekistan, Mongolië en Oekraïne. Canada, Australië en Kazachstan herbergen samen meer dan de helft van de goedkoop te winnen wereldvoorraad uranium.

Het IAEA (“International Atomic Energy Agency”) en het NEA (“Nuclear Energy Agency”) delen de conventionele uraniumvoorraden in op basis van de kwaliteit van het erts (gehalte of “grade”), de waarschijnlijkheid van voorkomen van de voorraden en hun economische aantrekkelijkheid. Volgens de waarschijnlijkheid van voorkomen maakt het NEA een onderscheid tussen:

- redelijk verzekerde voorraden of ‘Reasonably Assured Resources’ (RAR): gekende voorraden;
- geschatte verzekerde voorraden-I, of ‘Estimated Assured Resources-I’ (EAR-I): direct geologische bewijs van bestaan;
- geschatte verzekerde voorraden-II of ‘Estimated Assured Resources-II’ (EAR-II): indirect geologische bewijs van bestaan;
- speculatieve voorraden, ‘Speculative Resources’ (SR): indirect bewijs, geologische extrapolaties.

Daarnaast bestaan ook niet-conventionele voorkomens van uranium in fosfaatsedimenten en in zwarte lesteensedimenten en in zeewater (opgelost uranium).

Ongeveer  $9,6 \times 10^{-4}$  % van de aardkorst (tot 16 km diepte) bestaat uit thorium. Thorium is het 38<sup>ste</sup> element in rangorde van voorkomen, en is vergelijkbaar met die van lood (36<sup>ste</sup> element). De belangrijkste mineralen zijn euxeniet-(Y), huttoniet, monaziet-(Ce), thorianiet of orangiet, thorië en thorogummiet. De thoriumbronnen voor commerciële winning zijn thorië, thorianiet en monaziet welke tot wel 12 % thoriumoxide bevatten. De voornaamste wingebieden liggen in India, Brazilië, de Verenigde Staten van Amerika, Canada, Australië, Rusland (Siberië), Sri-Lanka, Maleisië, Zuid-Afrika, Madagaskar, Noorwegen en Turkije. Thorium kan men niet gemakkelijk gebruiken in nucleaire reactoren omdat de hoeveelheid neutronen die vrijkomt bij de fissiereactie het onderhouden van de kettingreactie bemoeilijkt. Hierdoor bleef de ontwikkeling van thoriumreactoren, en bijgevolg ook de vraag naar thorium, beperkt.

### 2.3.4 Overzicht van de energievoorraden niet-hernieuwbare energiebronnen per wereldregio

Tal van instituten, onderzoekers en bedrijven houden zich bezig met onderzoek naar de ontwikkeling van het wereldenergiegebruik en de energievoorraden: IPCC, World Energy Council, International Energy Agency (IEA), Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, IASA, Nuclear Energy Agency

(NEA), International Atomic Energy Agency (IAEA), BP enz. De verschillende literatuurbronnen over de energievoorraden laten significante verschillen zien die niet eenvoudig te verklaren zijn.

Tabel 2 geeft een overzicht van de wereldreserves en -voorraden in 2007. 'Reserves' zijn in deze tabel de hoeveelheden niet-hernieuwbare energiebronnen die op dit ogenblik technologisch en economisch winbaar zijn. 'Voorraden' zijn hoeveelheden niet-hernieuwbare energiebronnen waarvan geologen het bestaan weliswaar al hebben aangetoond maar die nog niet technologisch en economisch winbaar zijn. Niet-conventionele olie is olie die men niet kan winnen uit ondergrondse reservoirs door gebruik te maken van putten en/of olie die een aanvullende behandeling vereist om er een soort 'kunstmatige' ruwe aardolie van te maken. Voorbeelden zijn olieschalie (een soort oliehoudende leisteen), teerzanden of zeer zware ruwe aardolie. Niet-conventioneel aardgas is aardgas afkomstig van reservoirs die men niet via 'normale' technieken kan exploiteren. Voorbeelden van niet-conventioneel aardgas zijn koollaagmethaangas en methaan-clathraten.

Het tweejaarlijks overzicht van de Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe is op een aantal punten sterk bijgesteld t.o.v. voorgaande edities, vooral t.g.v. hogere inschattingen van de steenkoolvoorraden en van niet-conventioneel aardgas.

Tabel 2: Overzicht van de reserves en voorraden fossiele brandstoffen en splijtstoffen (Wereld, 2007)

	reserves <sup>1</sup> 2007 (EJ)	voorraden <sup>2</sup> 2007 (EJ)	winning <sup>3</sup> 2007 (EJ)	beschikbaarheid reserves <sup>4</sup> (jaar)	beschikbaarheid voorraden <sup>4</sup> (jaar)
conventionele olie	6 575	3 829	160,7	41	24
niet-conventionele olie <sup>5</sup>	2 183	12 846			
aardgas	6 947	9 098	111,9	62	81
niet-conventioneel aardgas <sup>6</sup>	184	103 364			
harde steenkool	18 060	386 718	132,1	137	2 927
zachte bruinkool	3 113	48 977	9,2	338	5 324
uranium	725	5 842	25,1	29	233
thorium	908	964	0		
<b>totaal</b>	<b>38 695</b>	<b>571638</b>	<b>439</b>		

<sup>1</sup> Reserves zijn hoeveelheden niet-hernieuwbare energiebronnen die op dit ogenblik technologisch en economisch winbaar zijn.

<sup>2</sup> Voorraden zijn hoeveelheden niet-hernieuwbare energiebronnen waarvan geologen het bestaan weliswaar al hebben aangetoond, maar die nog niet technologisch en economisch winbaar zijn.

<sup>3</sup> Winning is de hoeveelheid die gewonnen werd in 2005.

<sup>4</sup> Beschikbaarheid: periode gedurende welke de reserves/voorraden nog beschikbaar zijn aan de huidige productiehoeveelheden.

<sup>5</sup> Niet-conventionele aardolie: aardolie die men niet kan winnen uit ondergrondse reservoirs door gebruik te maken van putten en/of aardolie die een aanvullende behandeling vereist om er 'kunstmatige ruwe aardolie' van te maken (bv. olieschalie, teerzanden, zeer ruwe aardolie).

<sup>6</sup> Niet-conventioneel aardgas: aardgas afkomstig van reservoirs die niet via normale technieken kunnen geëxploiteerd worden (bv. waterijs waarin aardgas zit gevangen).

Bron: BGR (2010)

Aan de huidige wereldproductiehoeveelheden zullen de momenteel gekende en ontginbare oliereserves nog 41 jaar volstaan. Voor aardgas is er nog een reserve voor 62 jaar en de steenkoolreserves zijn nog voldoende voor 137 jaar als de huidige productie (winning) blijft aanhouden. De uraniumreserves – de voornaamste brandstof voor elektriciteitsproductie in kerncentrales – volstaan bij het huidige gebruik nog 3 decennia<sup>15</sup>. Het mondiale energiegebruik groeit echter jaarlijks en zal naar verwachting ook in de komende decennia blijven groeien. Het gevolg kan zijn dat deze reserves in een kleiner aantal jaren dan aangegeven in de tabel, verbruikt zullen worden.

Naast de eindigheid van reserves en voorraden kan de ongelijke *verspreiding* ervan een limiterende factor vormen voor de energievoorziening. De OPEC-landen (Organization of the Petroleum Exporting Countries) hebben iets meer dan driekwart van de wereldreserves aardolie in handen en iets minder dan de helft van de wereldreserves aardgas. De landen van de voormalige Sovjet-Unie beschikken eveneens over belangrijke delen van de aardgasreserves. Steenkool en uraniumertsen kennen een betere geografische spreiding. Relaties (politieke, religieuze, economische ...) tussen de exporterende en de importerende landen zijn dus van groot belang voor het gros van de mondiale energievoorziening.

<sup>15</sup> Internationaal werkt men aan de ontwikkeling van snelle neutronenreactoren die naast uranium-235 ook uranium-238 splijten en daardoor tot 100 keer minder natuurlijk uranium verbruiken.

## 2.4 De primaire energieproductie in Vlaanderen 2011

Laatst bijgewerkt: februari

Het primair (of totaal) energiegebruik is de som van de binnenlandse primaire energieproductie en de netto invoer van energie<sup>16</sup>. De binnenlandse energieproductie in Vlaanderen vertegenwoordigde in 2009 slechts een klein percentage (7,3 %) van het primaire energiegebruik. Vlaanderen voert praktisch al haar energie in.

### 2.4.1 De invoer van splijtstoffen

Vlaanderen heeft geen gekende uraniumreserves en voert al haar splijtstoffen in. VITO beschouwt daarom in de Energiebalans Vlaanderen de nucleaire warmte opgewekt door deze splijtstoffen als ingevoerde energie<sup>17</sup>. De leveringszekerheid van uranium is vrij groot, doordat de uraniumvoorraden goed gespreid zijn over heel de wereld, en men bovendien uranium kan importeren uit geopolitiek stabiele regio's. Wereldwijd zijn Australië, Canada en Kazachstan de grootste leveranciers van uranium tot 40 US\$ per kilo. Een kerncentrale kan bovendien – mede dank zij de grote energiedichtheid van 3 400 GJ thermische energie per kg splijtstof UO<sub>2</sub> – uranium opslaan voor 5 jaar werking. Uit het antwoord<sup>18</sup> van de Belgische Minister van Energie op een parlementaire vraag bleek dat het natuurlijk uranium geleverd aan de Belgische kerncentrales voor de jaren 2004 en 2005 afkomstig was uit Zuid-Afrika, Verenigde Staten, Canada, Australië, Kazachstan en Rusland. Gedetailleerde gegevens per jaar over de herkomst van het uranium worden niet vrijgegeven. De herkomst van de splijtstoffen was de voorbije 15 jaar als volgt: Zuid-Afrika: 9 %; Australië: 6 %; België: 2 %; Canada: 13 %; China: 5 %; Verenigde Staten: 9 %; Kazachstan: 7 %; spot, recyclage, HEU<sup>19</sup>: 38 %. De hoeveelheid uranium afkomstig van België is ontstaan als nevenproduct bij de zuivering van fosfaten door Umipray te Puurs en Engis. Deze uraniumextractie is stopgezet om economische redenen en de extractie-installatie werd ontmanteld<sup>20</sup>.

### 2.4.2 De invoer van aardgas

Vlaanderen produceert zelf geen aardgas en voert daarom al haar aardgas in. De invoerders van aardgas optimaliseren hun inkoopportfolio via een diversificatie van de bevoorradingsbronnen. Hiertoe sluiten zij langetermijncontracten ('Take or Pay') af met aardgasproducenten en vullen zij hun portfolio aan met inkopen op de kortetermijnmarkten (pijpleidinggas) en spotmarkten (LNG).

De belangrijkste bronnen voor de invoer van aardgas via pijpleidingen zijn aardgas uit de Noordzee (voornamelijk Noors maar ook Brits aardgas; 40,1 % in 2008), Nederlands aardgas (39,1 %) en in beperkte mate Russisch aardgas via Duitsland (4,9 %). Daarnaast wordt aardgas in vloeibare vorm ingevoerd per schip, vroeger vooral uit Algerije maar tegenwoordig hoofdzakelijk uit Qatar (13,3 %).

<sup>16</sup> Strikt genomen is het primair (binnenlands) energiegebruik gelijk aan de primaire (binnenlandse) productie + invoer - uitvoer ± voorraadveranderingen. Het International Energy Agency (IEA) spreekt van 'total primary energy supply' of TPES.

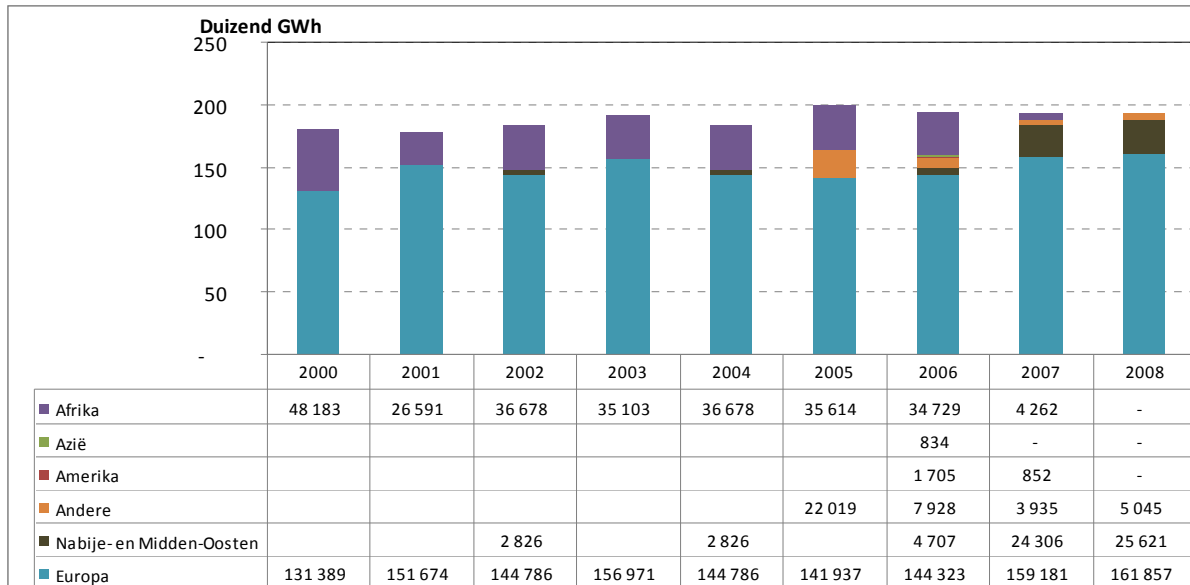
<sup>17</sup> Het International Energy Agency (IEA) beschouwt nucleaire warmte wel als binnenlandse primaire energieproductie. Men moet hiermee rekening houden bij internationale vergelijkingen.

<sup>18</sup> parlementaire vraag van 18 januari 2005

<sup>19</sup> high-enriched uranium

<sup>20</sup> Parlementaire vraag van 8 september 2006

**Figuur 5: Evolutie van de invoer van aardgas (België, 2000-2008)**



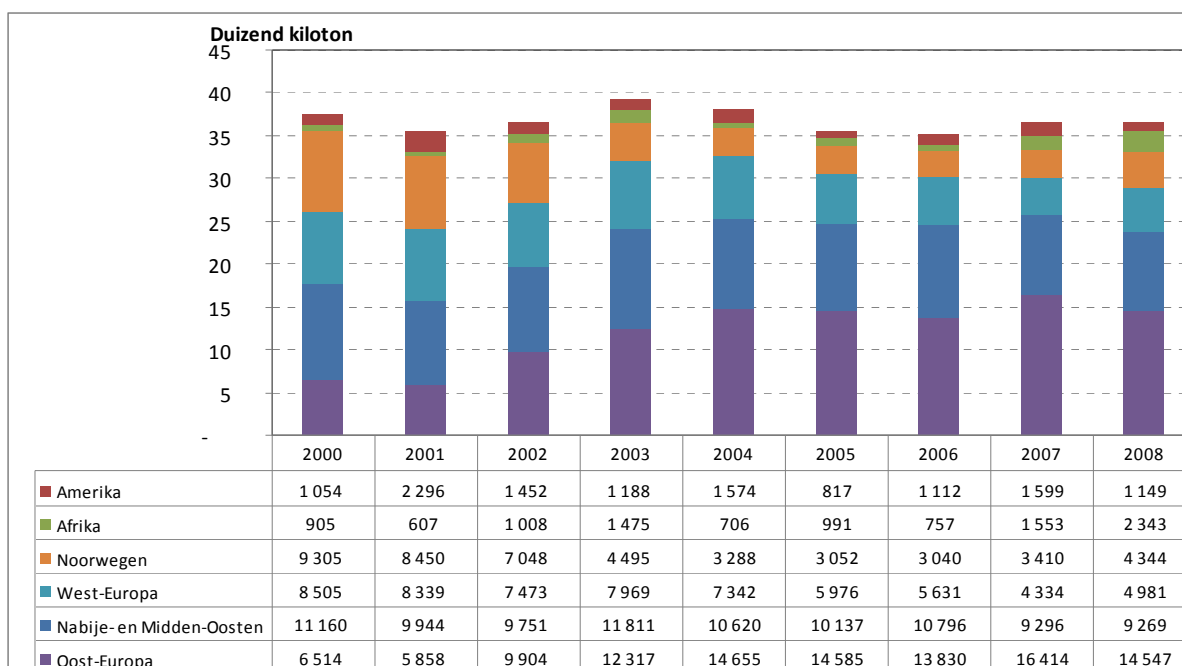
Bron: FOD Energie

### 2.4.3 De invoer van petroleum en intermediaire petroleumproducten

Vlaanderen beschikt niet over eigen aardoliereserves, zodat Vlaanderen alle aardolie en een aantal (half)afgewerkte petroleumproducten moet invoeren. De exploratie, de ontginning en een belangrijk gedeelte van het transport van aardolie(producten) gebeuren in het buitenland. De diversificatie m.b.t. de leveranciers van aardolie(producten) wordt in normale marktomstandigheden overgelaten aan de Belgische invoerders.

In 2008 werden ruwe aardolie en halfafgewerkte producten vooral ingevoerd uit Rusland (39,7 %), West-Europa (25,5 %, waaronder 11,9 % uit Noorwegen), en het Nabije en Midden-Oosten (25,3 %, waarvan Saoedi-Arabië 12,0 %). Het aandeel van Afrika bedroeg 6,4 %, en van Amerika (vooral Venezuela) 3,1 %. De OPEC-landen vertegenwoordigden in 2008 30,2 % van de totale Belgische invoer van ruwe aardolie tegen 86,1 % in 1979.

Figuur 6: Evolutie van de invoer van aardolie (België, 2000-2008)



Bron: FOD Energie

#### 2.4.4 De winning en invoer van steenkool en steenkoolvergassing

Al vanaf de jaren '60 van de vorige eeuw is steenkoolontginning in België economisch niet meer rendabel. De ondergrondse ontginning van de Kempense *steenkoolreserves* werd daarom in 1992 definitief stopgezet. Het Kempens bekken zou nog 40 miljard ton steenkool bevatten. Daarvan is ongeveer een vierde beschikbaar in voldoende dikke lagen, en daarvan ligt de helft niet te diep om (technisch) te kunnen ontginnen. De Kempense steenkoolreserves bieden tevens een (technisch) potentieel voor de winning van *koollaagmethaangas*<sup>21</sup> ('coal bed methane' of CBM). Een VITO-studie<sup>22</sup> in opdracht van het Vlaams Gewest toonde aan dat er binnen het Kempens bekken tot een diepte van 1 500 m een zestal gebieden bestaan met een verhoogde gasconcentratie. Deze gebieden bevatten samen een totaal van ca. 132 miljard m<sup>3</sup> aan methaan. Via injectietechnieken met bepaalde drijfgassen (bv. CO<sub>2</sub> of N<sub>2</sub>) zou hiervan tussen 53 à 79 miljard m<sup>3</sup> technisch winbaar zijn. Bij gaswinning uit koollagen m.b.v. CO<sub>2</sub>-injectie – d.i. verhoogde koollaagmethaanwinning of ECBM – wordt broeikasgas opgeslagen. Onder de huidige drukken en temperaturen die in het Kempens kolenbekken heersen zullen bij de vervanging van CH<sub>4</sub> door CO<sub>2</sub>, in de meeste gevallen twee moleculen CO<sub>2</sub> de plaats innemen van één molecuul CH<sub>4</sub>. Uit het VITO-onderzoek blijkt dat, afhankelijk van het zwaartepunt (CO<sub>2</sub>-opslag of energiewinning), de geologische opsluiting van ongeveer 300 à 400 miljoen ton CO<sub>2</sub> in steenkool van het Kempens bekken realiseerbaar is.

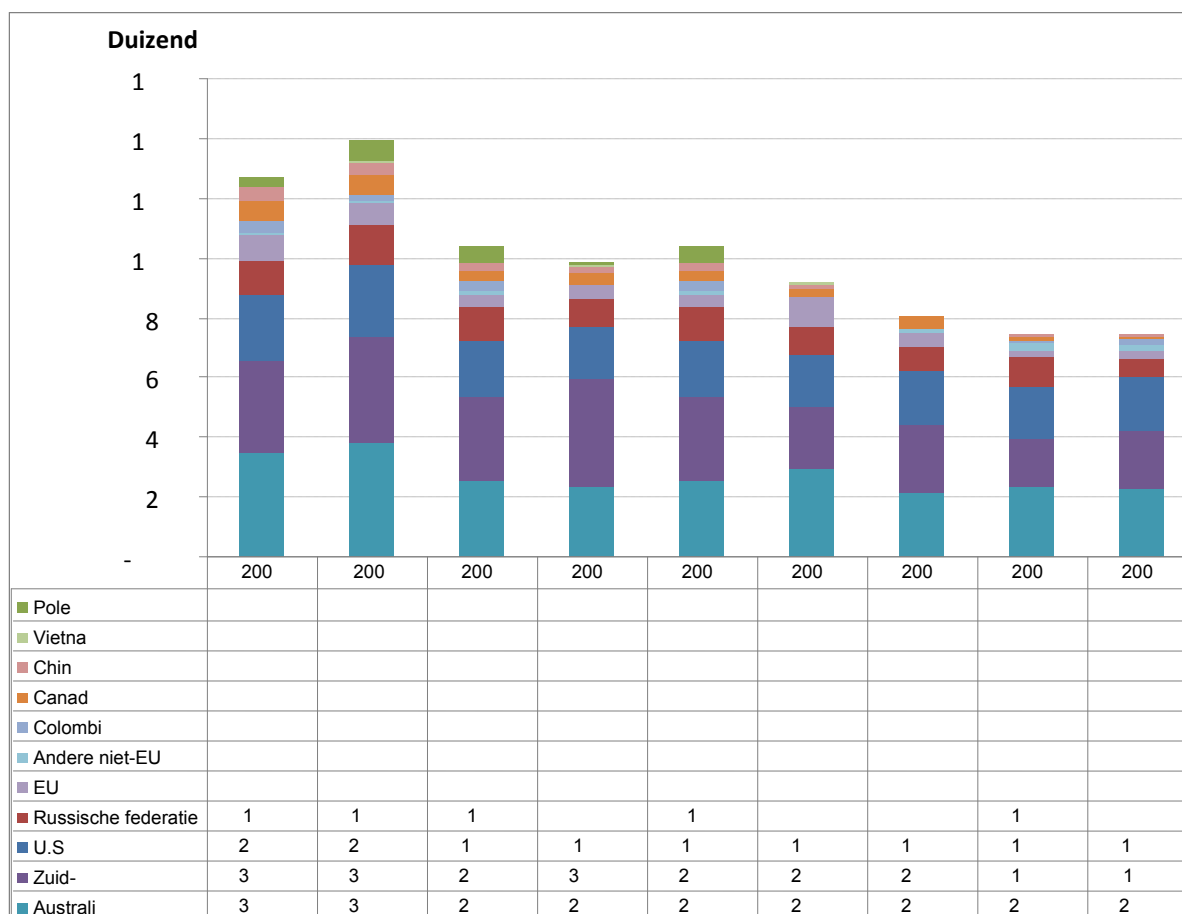
De voornaamste leveranciers van steenkool blijven Australië (30,3 % in 2008), Zuid-Afrika (26,1 %), de Verenigde Staten (24,9 %) en Rusland (7,4 %).

<sup>21</sup> Ook wel 'mijngas' genoemd.

<sup>22</sup> Lagrou D. (2002): Ondergrondse opslag van koolstofdioxide. Expertisecentrum Energie Technologie. Projectgroep Ondergrondse energie. Beperkte verspreiding, VITO, Mol. 18 p.



Figuur 7: Evolutie van de invoer van steenkolen (België, 2000-2008)



Bron: FOD Energie

#### 2.4.5 Overige primaire energiebronnen

De enige energiebronnen waarover Vlaanderen beschikt naast steenkoolreserves zijn hernieuwbare energiebronnen, zogenaamde recuperatiebrandstoffen als hoogovengas en raffinaderijgas, restgassen uit de chemische sector<sup>23</sup>, en (het niet-hernieuwbaar deel van) restafval. De binnenlandse energieproductie in Vlaanderen bestaat bijgevolg vooral uit de productie van elektriciteit of warmte uit hernieuwbare energiebronnen (wind- en waterkracht, zon, biogas en biomassa inclusief het hernieuwbaar deel van restafval), afvalgassen en overig restafval.

#### 2.5 De afhankelijkheid van ingevoerde energie 2011

Laatst bijgewerkt: februari

Als antwoord op de toenemende afhankelijkheid van ingevoerde energie hebben de Europese landen de bevoorradingszekerheid tot één van de drie pijlers van hun energiebeleid gemaakt. Het extern energiebeleid van de EU speelt in op drie doelstellingen die elkaar wederzijds versterken (zie ook: [Groenboek: een Europese strategie voor duurzame, competitieve en veilige energie](#)):

1. competitiviteit, in termen van efficiënte dienstverlening voor gezinnen en bedrijven door bij te dragen tot het globale concurrentievermogen van de Europese economie en tot de levenskwaliteit van de burgers;
2. duurzaamheid, vooral wat de milieuaspecten betreft; 2.252
3. betrouwbaarheid, in termen van bevoorradingszekerheid en -continuïteit (diversificatie van aanvoerlanden en energiebronnen).

<sup>23</sup> Voor ± driekwart afkomstig van de stoomkrakers, die o.a. propeen en etheen vervaardigen uit nafta of LPG.

Het derde Europees “energiepakket” over de integratie van de interne energiemarkt, en het Europees beleidspakket klimaat/energie zijn belangrijke luiken van dit beleid.

### **2.5.1 Betrouwbaarheid**

De toenemende afhankelijkheid van het buitenland, plus het feit dat meer landen een beroep zullen doen op de energievoorraden, dwingt de EU om een goed gecoördineerd buitenlands energiebeleid te voeren.

Het vergroten van het aantal leveranciers is een belangrijk middel om de energietoevoer veilig te stellen. De EU haalt circa een kwart van zijn gas bij het staatsbedrijf Gazprom uit Rusland. Het toetreden tot de EU van de Russische bureu Oekraïne (het voornaamste doorvoerland op het gebied van energie naar de EU) en Turkije kan zorgen voor een stabielere onderhandelingspositie met Rusland. Naast dit uitbreidingsbeleid voert de EU ook een buurlandenbeleid: de EU onderhoudt nauwe banden met de Balkan- en Mediterane landen. Een meer directe manier om de energievoorziening veilig te stellen is de aanleg van grote gaspijpleidingen. Er moet een nieuwe gaspijpleiding worden aangelegd die vanuit Rusland rechtstreeks naar Duitsland zal lopen. Een andere gaspijpleiding moet gas aanvoeren vanuit de centraal-Aziatische landen via Turkije, zonder dat de lijn door Rusland loopt. De Europese Commissie heeft in januari 2011 namens de EU een contract gesloten met de regering van Azerbeidzjan m.b.t. het verzekeren van een rechtstreekse gaslevering van Azerbeidzjan aan Europa. Het gas zal voor een deel door de geplande Nabucco-pijplijn lopen.

Naast uitbreiding van het aantal gasleveranciers is er noodzaak aan solidariteit tussen de lidstaten op het gebied van energievoorziening. Indien een lidstaat door omstandigheden wordt afgesneden van gastoevoer, moeten andere lidstaten te hulp schieten.

De lidstaten moeten ook te allen tijde hun best doen om mogelijke verstoringen van de gastoevoer voor te zijn en, als dat niet mogelijk is, de consequenties te verzachten.

De herkomst van de olietoevoer naar de EU is steeds meer verschoven richting de Perzische Golf. De Perzische regio is vaak onderhevig aan allerlei conflicten, waardoor de olietoevoer in gevaar kan komen. Het belangrijkste dat de Europese lidstaten kunnen doen is het aanhouden van zo veel mogelijk verschillende bronnen. De EU zou tevens van de producerende landen kunnen eisen dat olie- en gasopbrengsten ten goede komen aan de bevolking, om op die manier te zorgen voor meer sociale rust en politieke stabiliteit.

Om de levering van energie veilig te stellen werkt de EU sinds de jaren '90 samen met landen die zowel olie of gas produceren als met transitlanden (Brazilië, China, India, Irak, Noorwegen, Oekraïne, Rusland, Verenigde Staten en Zuid-Afrika).

### **2.5.2 Duurzaamheid**

Het gebruik van duurzame energie, maar ook energiebesparing, zorgt ervoor dat de EU minder afhankelijk wordt van externe leveranciers.

EU-doelstellingen betreffen de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen met 20 % ten opzichte van 1990 (tegen 2020 wordt een vermindering van de uitstoot met 30% voorgesteld voor zover er op wereldschaal een nieuw verdrag betreffende klimaatwijziging tot stand komt), een verbetering met 20 % op het gebied van energie-efficiëntie, en een stijging tot 20 % tegen 2020 van het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het totale energiegebruik. De Lidstaten moeten binnen dezelfde termijn het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de vervoersector op 10 % brengen.

### **2.5.3 Competitiviteit**

Een gezamenlijk energiebeleid waarbij de Europese Commissie de bevoegdheid heeft om als één blok te onderhandelen met de buitenlandse energieleveranciers zou mogelijk meer zekerheid bieden in de leveringen, en zou ook zorgen voor schaalvergroting van energiebesparende en duurzame projecten. Een mogelijkheid is het instellen van een hoge functionaris voor het buitenlandse

energiebeleid, die in onderhandelingen met andere partijen de energiebelangen van de EU als geheel moet beschermen.

Er moet niet alleen een koppeling van het energiebeleid aan het buitenlandse beleid komen, maar ook een systeem voor bemiddeling bij energieconflicten. Tegelijkertijd moeten lidstaten meer solidair t.o.v. elkaar zijn bij het optreden van storingen in de aanvoer van energie.

### 3 De transformatie van energiebronnen naar intermediaire energiedragers

De primaire energiebronnen worden ook wel *primaire* energiedragers genoemd. Daarnaast heb je de secundaire of *intermediaire* energiedragers. Dat zijn energievormen die door toestellen, apparaten, machines, auto's en installaties direct kunnen worden omgezet naar energievormen die mensen een "energiedienst" leveren (eindgebruik van energie). Het betreft o.a. elektriciteit; waterstofgas; gereinigd aardgas en LNG, petroleumproducten (o.m. benzine, diesel, huisbrandolie en kerosine); gereinigde steenkool, cokes en 'stadsgas'; en splijtstofelementen.

#### 3.1 Elektriciteit

Om elektriciteit op te wekken moet men een potentiaalverschil (Volt) tot stand brengen op het moment dat men de elektriciteit wil gebruiken. Zo een spanningsveld wordt meestal opgebouwd met een draaiende generator (iedere auto bezit een miniversie om de accu op te laden). Om de generator te laten draaien is energie nodig uit primaire of secundaire energiedragers. Er bestaan verschillende technieken om dit te doen:

- de omzetting van de mechanische energie uit wind, water, getijden of golven met behulp van een aangepaste turbine die de generator aandrijft;
- de productie van hoge temperatuur / hoge druk stoom, die men in een stoomturbine omzet in mechanische energie die de generator aandrijft. Men kan stoom produceren door fossiele brandstoffen en/of biomassa te verbranden; door gebruik te maken van nucleaire warmte (in kerncentrales), of door diepe aardwarmte of de warmte van concentrerende zonnepanelen te gebruiken;
- het gebruik van gassen of vluchtige brandstoffen (aardgas, synthesegas, kerosine) die met samengeperste lucht worden verbrand in een gasturbine die een generator aandrijft. Deze techniek van de straalmotor kende een grote vooruitgang in de luchtvaart en vond vervolgens zijn weg in de productie van elektriciteit.

Daarnaast zijn twee technieken ontwikkeld om elektriciteit op te wekken zonder een draaiende generator te gebruiken:

- de rechtstreekse omzetting van licht naar spanning in fotonvoltaïsche cellen (zoals op een rekenmachine);
- de rechtstreekse omzetting van chemische energie (waterstof) in een brandstofcel, een apparaat waarin waterstof en zuurstof zich verbinden tot water met elektriciteit als nuttig effect.

De omzetting van brandstof naar warmte, en van warmte naar mechanische energie (soms ook kracht genoemd) gebeurt met een relatief laag energierendement. Meestal komt meer dan de helft van de energie in de omgeving terecht, via de schoorsteen of koeltoren, in de vorm van lage-temperatuurwarmte. Bovendien wordt ook redelijk wat elektrische energie bij het transport en de verdeling van elektriciteit naar de eindgebruikers omgezet in lagetemperatuurwarmte. Kunnen we een deel van die onbenutte warmte niet op een of andere manier toch gebruiken? Toch wel, en dan spreken we van warmtekrachtkoppeling (WKK), de gelijktijdige opwekking van warmte en kracht. De kracht gebruiken we meestal voor het opwekken van elektriciteit. De warmte kunnen we bijvoorbeeld gebruiken om het water in een zwembad te verwarmen of om bakstenen te drogen in de baksteennijverheid. Het energierendement van warmtekrachtkoppeling is hoger dan de som van de energierendementen van het afzonderlijk opwekken van warmte en kracht met gelijkaardige technieken.

#### 3.2 Waterstof(gas)

Waterstof is bij kamertemperatuur en onder normale atmosferische druk – gasvormig. Het is dan een verbinding van twee waterstofatomen. Waterstofgas ( $H_2$ ) is geur- en kleurloos. Het element waterstof

is in gigantische hoeveelheden aanwezig in het universum: drie kwart van het gewicht van alle materie! De aardkorst bevat echter naar schatting niet meer dan 1 % waterstof in elementaire vorm; de atmosfeer gemiddeld niet meer dan 0,1 %. Waterstofgas is immers een zeer reactief gas dat snel verbindingen maakt met andere atomen, zoals zuurstof. Zo is water ( $H_2O$ ) een verbinding van twee atomen waterstof en één atoom zuurstof. We moeten bijgevolg bruikbaar waterstofgas op aarde zelf produceren. Waterstof komt voor in o.m. water, biomassa en fossiele brandstoffen, maar het vergt enige moeite (en vooral energie) om het waterstofgas af te zonderen<sup>24</sup>. Vandaag halen we waterstofgas vooral uit aardgas voor gebruik in de chemische industrie. Maar het is ook mogelijk waterstofgas te maken via vergassing van kolen of biomassa, op basis van water door toepassing van een elektrisch procédé, of door koolwaterstoffen te 'kraken' op zeer hoge temperatuur. Probleem is dat sommige van deze methodes voorlopig nog zeer duur zijn. Als we waterstofgas maken uit fossiele energiebronnen verleggen we gewoon het probleem van de uitputting van fossiele brandstoffen en van de  $CO_2$ -uitstoot, hoewel er ideeën zijn om de vrijkomende  $CO_2$  op te slaan in oude gas- of olievelden of in ondergrondse waterhoudende lagen. De beste optie is wellicht om waterstofgas te produceren uit water m.b.v. 'schone energie' (zonlicht, wind).

Waterstofgas ( $H_2$ ) heeft een aantal voordelen. Waterstofgas heeft per eenheid van massa een grote energie-inhoud. Een voordeel van waterstofgas t.o.v. elektriciteit is dat men waterstofgas kan opslaan. Een voordeel van waterstofgas t.o.v. fossiele brandstoffen is dat bij verbranding enkel waterdamp als bijproduct vrijkomt, geen  $CO_2$  of schadelijke stoffen zoals koolmonoxide, stikstofoxiden, zwavelverbindingen en onverbrande koolwaterstoffen. Een bijkomend voordeel van waterstofgas t.o.v. andere brandbare stoffen is dat waterstof sneller door lucht kan diffunderen zodat een explosief mengsel van waterstofgas en lucht niet lang kan bestaan en de kans op explosies klein is. De productie van waterstofgas uit water tot slot betekent dat onze energie-afhankelijkheid veel kleiner wordt.

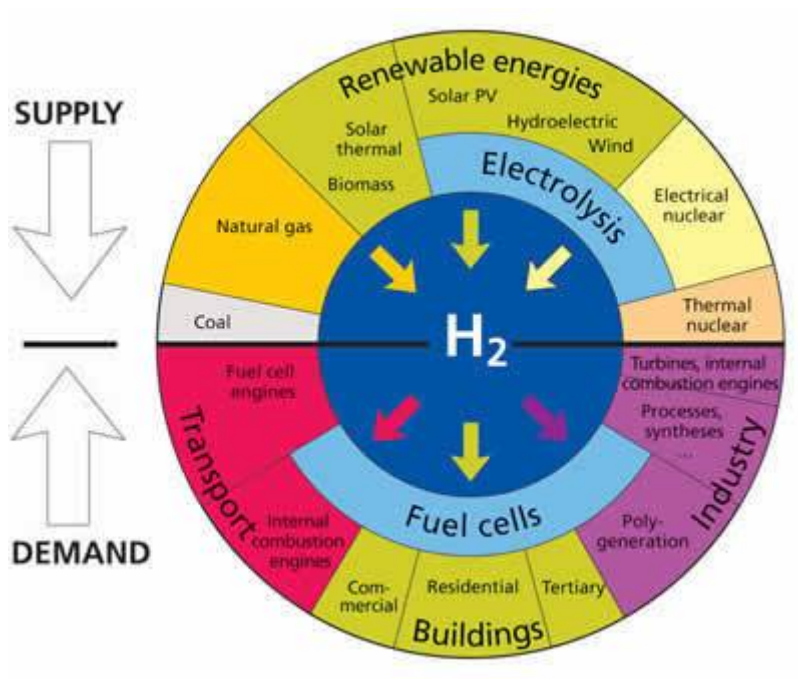
We kunnen waterstof op verschillende manieren gebruiken: als brandstof of als toevoegsel van bestaande brandstoffen, of als "grondstof" voor de opwekking van elektriciteit. De productie van elektriciteit m.b.v. waterstof kan op twee manieren gebeuren:

- in brandstofcellen. Een brandstofcel zet chemische energie aanwezig in brandstof en oxidans op elektrochemische wijze om naar elektrische energie, warmte en water;
- in kernfusie-centrales. Bij kernfusie versmelten de kernen van twee waterstof-isotopen, met als reactieproducten de kern van een helium-atoom en een neutron. Bij deze reactie komt een grote hoeveelheid energie vrij. Kernfusie is het natuurlijk mechanisme dat onze zon (en alle andere sterren in het heelal) doet schijnen. De experimentele kernfusie-reactoren op aarde vragen nog altijd meer energie dan ze leveren.

---

<sup>24</sup> Vandaar dat we waterstofgas een energiedrager noemen en niet een energiebron.

Figuur 8: Schematische voorstelling van de waterstofeconomie



Bron: Magazine on European Research ([http://ec.europa.eu/research/rtdinfo/42/01/article\\_1315\\_en.html](http://ec.europa.eu/research/rtdinfo/42/01/article_1315_en.html))

De “waterstofeconomie” is een beeldspraak voor een wereld waarin petroleumderivaten en aardgas als belangrijkste energiedragers zijn vervangen door waterstofgas. Men zou waterstofgas dan net als aardgas transporteren in schepen of pijpleidingen, voor gebruik in brandstofcellen die warmte en elektriciteit leveren voor gebouwen, industrie en transport. De eventuele overschakeling naar een waterstofeconomie zal alleszins een enorme aanpassing vragen: vernieuwing van onze toestellen en apparaten, ombouw van het aardgasnet voor waterstof of bouw een afzonderlijk net, plaatsing van waterstofpompen<sup>25</sup>, de bouw van centrales voor de productie van waterstofgas, enz.

Er zijn ook argumenten tegen de waterstofeconomie (Kroon, 2004). De hoeveelheid energie die nodig is om waterstofgas te produceren is groter dan de hoeveelheid energie die nodig is om elektriciteit te produceren. De productie van waterstofgas bestaat immers uit twee stappen: eerst produceert men elektriciteit uit een (hernieuwbare) energiebron en vervolgens gebruikt men deze elektriciteit voor de electrolyse van water. In beide stappen treden grote rendementsverliezen op. Kortom, de “waterstofcyclus” heeft voorsnog een laag “ketenrendement”. Waterstofgas heeft t.ov. andere brandstoffen een ruimer explosiebereik<sup>26</sup> (waterstofgas kan aanleiding geven tot explosies als de concentratie in de lucht gelegen is tussen 4 en 76 mol% in vergelijking met 5 en 16 mol% voor methaan en 2 en 9,5 mol% voor propaan); een lagere minimale ontstekingsenergie (met 0,02 mJ ongeveer een factor tien lager dan deze voor andere brandstoffen, bijvoorbeeld 0,3 mJ voor methaan en 0,25 mJ voor propaan); en een hogere verbrandingssnelheid. Waterstofgas is één van de kleinste moleculen in de natuur is en diffundeert daarom zeer gemakkelijk door tal van materialen. Men moet bijgevolg – om lekkages van H<sub>2</sub> te vermijden – het distributiesysteem volledig vernieuwen: nieuwe leidingen, andere afsluitkleppen, sterkere compressoren, ... Men zal overal ter wereld t.b.v. transport waterstofpompen moeten plaatsen. Men kan waterstofgas opslaan, maar de dichtheid van waterstof is laag zodat een groot volume nodig is. Emissies van waterdamp en (ongewild van) waterstofgas bij massaal gebruik van brandstofcellen kunnen onverwachte gevolgen hebben voor het klimaat en het milieu. Waterdamp is een erger broeikasgas dan CO<sub>2</sub> (maar men kan de waterdamp opvangen voor ze in de atmosfeer terecht komt).

De waterstofeconomie is nog niet voor morgen. Meer Nederlandstige informatie is terug te vinden op <http://waterstof-energie.startpagina.nl/>.

<sup>25</sup> In april 2003 heeft Shell in een buitenwijk van Reykjavik het eerste openbare waterstofstation ter wereld geopend. Drie elektrisch aangedreven stadsbussen konden in eerste instantie waterstofgas bij de pomp tanken.

<sup>26</sup> concentratiebereik waarin explosies mogelijk zijn

### 3.3 Gereinigd aardgas, LNG en CNG

Bij het winnen van aardgas komen een aantal “ongerechtigdheden” zoals water, zand en zwaardere koolwaterstoffen mee omhoog. Het aardgas kan bovendien stikstof, koolstofdioxide, kwik en soms ook zwavelwaterstof bevatten (zogenaamd “zuur gas”). Men verwijdert de hogere koolwaterstoffen door drukverlaging in een behandelingsinstallatie, waarbij het resulterend condensaat als grondstof naar een petroleumraffinaderij gaat. Het “zuur gas” behandelt men in een gaszuiveringsinstallatie, waarbij men het elementair zwavel als bijproduct kan verkopen, en waarbij men het gas extra droogt om de laatste resten waterdamp eruit te halen.

Om de opslag maar vooral het transport te vergemakkelijken maakt men aardgas vloeibaar door het af te koelen tot  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Het volume vermindert hierdoor met een factor 600. Men noemt vloeibaar gemaakt aardgas LNG (“Liquified Natural Gas”). Men kan aardgas in de zomer in ondergrondse lagen opslaan, om tijdens de winter te gebruiken wanneer de vraag naar ruimteverwarming het grootst is.

CNG of “compressed natural gas” is aardgas dat men gebruikt als brandstof voor een benzinemotor.

Een vrij recente ontwikkeling is de “Gas to Liquids” (GTL) technologie, waarbij een fabriek op een (onrendabel) gasveld het gewonnen aardgas omzet naar een aantal “petroleumproducten” (zie supra) zoals LPG, nafta (ruwe benzine), diesel, smeermiddelen en wassen. Een gasveld wordt op die manier bij wijze van spreken een olieveld.

### 3.4 Petroleumproducten

Ruwe aardolie of petroleum is als dusdanig niet bruikbaar. Een petroleumraffinaderij is in wezen een zeer complex samenspel van een groot aantal petrochemische minifabrieken die de aardolie omzetten naar een groot aantal bruikbare eindproducten. De belangrijkste raffinageproducten zijn motorbrandstoffen (auto- en vliegtuigbenzines, diesel, kerosine of jet-fuel, en een vloeibaar mengsel van propaan en butaan dat men “Liquified Petroleum Gas” of LPG noemt), brandstoffen voor verwarmen en koken (huisbrandolie, propaan, butaan), en zware stookolie voor de industrie of scheepvaart. Een raffinaderij produceert tevens een relatief kleine hoeveelheid tussenproducten, i.e. grondstoffen voor de fabrikanten van smeermiddelen en oplosmiddelen; voor de petrochemische nijverheid, die hiermee o.a. kunststoffen, kunstmeststoffen en geneesmiddelen maakt; en voor de bouwnijverheid (‘roofing’) en wegenbouw (asfalt).

### 3.5 Gereinigde kolen, cokes, stadsgas en andere steenkoolderivaten

Men kan steenkool rechtstreeks verbranden, omzetten tot cokes (cokeficatie), vergassen of vloeibaar maken (“Coal to Liquids” of CTL). Het ‘wassen’ van steenkool als brandstof voor o.m. kolencentrales verwijdert de anorganische zwavel (pyriet), verlaagt het asgehalte, reduceert het transportvolume en verhoogt de energie-inhoud per gewicht. Cokesfabrieken – al dan niet geïntegreerd met staalfabrieken – zetten steenkool om tot cokes, dat als grondstof dient voor de staalnijverheid. Het bijproduct “cokesovengas” kan als brandstof dienen voor o.a. elektriciteitscentrales. Gasfabrieken produceerden vroeger zogenaamd “stadsgas” uit de thermische vergassing van steenkool. Dit stadsgas bevatte tot 50 % waterstofgas, en werd gebruikt zowel voor verlichting (“lichtgas”) als voor verwarming en koken. Sommige bijproducten van de cokeficatie, de vergassing en het vloeibaar maken kunnen dienen als grondstoffen voor de petrochemische nijverheid.

### 3.6 Splijstofelementen (splijstofcyclus)

Uraanertsen zijn als dusdanig niet bruikbaar als splijstof. Men maalt de uraanertsen eerst fijn, waarna men met zwavelzuur het uraan uit het erts haalt. Dit levert  $\text{U}_3\text{O}_8$  op, de zogenaamde “yellow cake”. De “yellow cake” zet men om tot uraanhexafluoride ( $\text{UF}_6$ ).  $\text{UF}_6$  is de enige uraanverbinding die gemakkelijk in gasvorm is te krijgen. Natuurlijk uranium bevat slechts 0,7 % van het gemakkelijk splijtbare isotoop U-235, de rest is U-238. Voor de meest voorkomende types reactoren is dit te weinig om als kernsplijstof te dienen. Men moet daarom het uranium “verrijken”, tot het 3 tot 5 % U-235 bevat. Het verrijken gebeurde vroeger vooral met de gasdiffusiemethode, tegenwoordig meer en meer met de ultracentrifugemethode. Het  $\text{UF}_6$  zet men om tot  $\text{UO}_2$ , een bruinzwart poeder dat men

vervolgens perst en sintert<sup>27</sup> tot “tabletten”. Deze tabletten stapelt men in dunwandige buizen, de zogenaamde “splijstofelementen”.

Men kan de splijstof na gebruik opwerken in opwerkingsfabrieken, die het nog aanwezige uranium, het door bestraling ontstane plutonium en de andere splijtingsproducten van elkaar scheiden. Het gerecupereerde uranium heeft een verrijking hoger dan natuurlijk uranium en kan hergebruikt worden. Het plutonium wordt gemengd met uranium. Hiermee kan men ook splijstofelementen maken, die U-235 en plutonium als splijtbaar materiaal hebben.

### 3.7 Energiedragers uit biomassa (biobriketten/pellets, biogas, biofuels)

We kunnen de opgeslagen chemische energie in biomassa met behulp van verschillende technieken omzetten in bruikbare warmte of andere nuttige energievormen. De verschillende technieken zijn:

- de rechtstreekse verbranding van biomassa. De biomassa ondergaat doorgaans een aantal (fysische) voorbereidingen, zoals verkleinen, verdichten, drogen en persen voor het verkrijgen van o.m. stukhout, briketten, pellets (samengeperste brokjes hout) of plantaardige olie. We kunnen de warmte die vrijkomt bij de verbranding als dusdanig gebruiken, of voor het opwekken van elektriciteit;
- de productie van brandbare gassen. Biogas ontstaat door de vergisting van nat organisch materiaal ('biomethanisatie'). Het vergistingsproces kan spontaan optreden, zoals bij stortgas op stortplaatsen, of onder gecontroleerde omstandigheden, zoals biogas in zogenaamde vergistingsreactoren. Synthesegas ontstaat bij de thermochemische vergassing van biomassa, meestal hout. We kunnen zowel biogas als synthesegas gebruiken als een klassieke fossiele brandstof;
- de productie van vloeibare brandstoffen (“biofuels”). We kunnen suikerrijke gewassen zoals suikerriet, suikerbieten, aardappelen of graangewassen m.b.v. bacteriën omzetten tot bio-ethanol. We kunnen m.b.v. extractie plantaardige olieën (koolzaadolie, zonnebloemolie) of dierlijke vetten omzetten tot biodiesel. We kunnen zowel bio-ethanol als biodiesel op dezelfde wijze gebruiken als een klassieke fossiele motorbrandstof (benzine of diesel).

Een nog niet commercieel beschikbaar pyrolyse-proces zet plantaardig materiaal door verhitting in een zuurstofvrije omgeving om in een vaste stof (houtskool of plantaardige steenkool), een vloeistof (pyrolytische olie) en een brandbaar gas. Thermolyse, een variant van pyrolyse, is recent ontwikkeld voor de behandeling van organisch huishoudelijk afval.

### 3.8 Warmte en elektriciteit rechtstreeks uit zonne-energie

Thermische zonne-energie maakt gebruik van zogenaamde zonnecollectoren, installaties die de zonnestrallen opvangen en de stralingswarmte van de zon goed kunnen absorberen. Men maakt hierbij een onderscheid tussen niet-concentrerende en concentrerende systemen. De niet-concentrerende systemen bestaan meestal uit vlakke platen en dienen voor het opwekken van warmte bij lage temperaturen, geschikt voor warm tapwater of het verwarmen van ruimten. De concentrerende systemen gebruiken spiegels of lenzen om de zonnestraling te concentreren, waarbij men zeer hoge temperaturen kan bereiken. Met deze hoge temperaturen kan men stoom opwekken, en met deze stoom elektriciteit. De thermische zonne-energiesystemen voor het verwarmen van ruimten kunnen we verder indelen in passieve en actieve systemen. De passieve systemen maken extra gebruik van natuurlijke stralingen en stromingen. De actieve systemen gebruiken elektrisch aangedreven ventilatoren en pompen om lucht of een vloeistof te laten circuleren in de ruimte die men wenst te verwarmen.

Bij fotovoltaïsche (PV) energie of zonnestroom zetten zogenaamde zonnecellen de zonnestraling rechtstreeks om naar elektriciteit. We verwijzen voor een bespreking hiervan naar het hoofdstuk over zonnestroom (§ 6.1.6.3).

<sup>27</sup> gebakken in een oven zoals aardewerk, waarbij een aanzienlijke krimp optreedt.

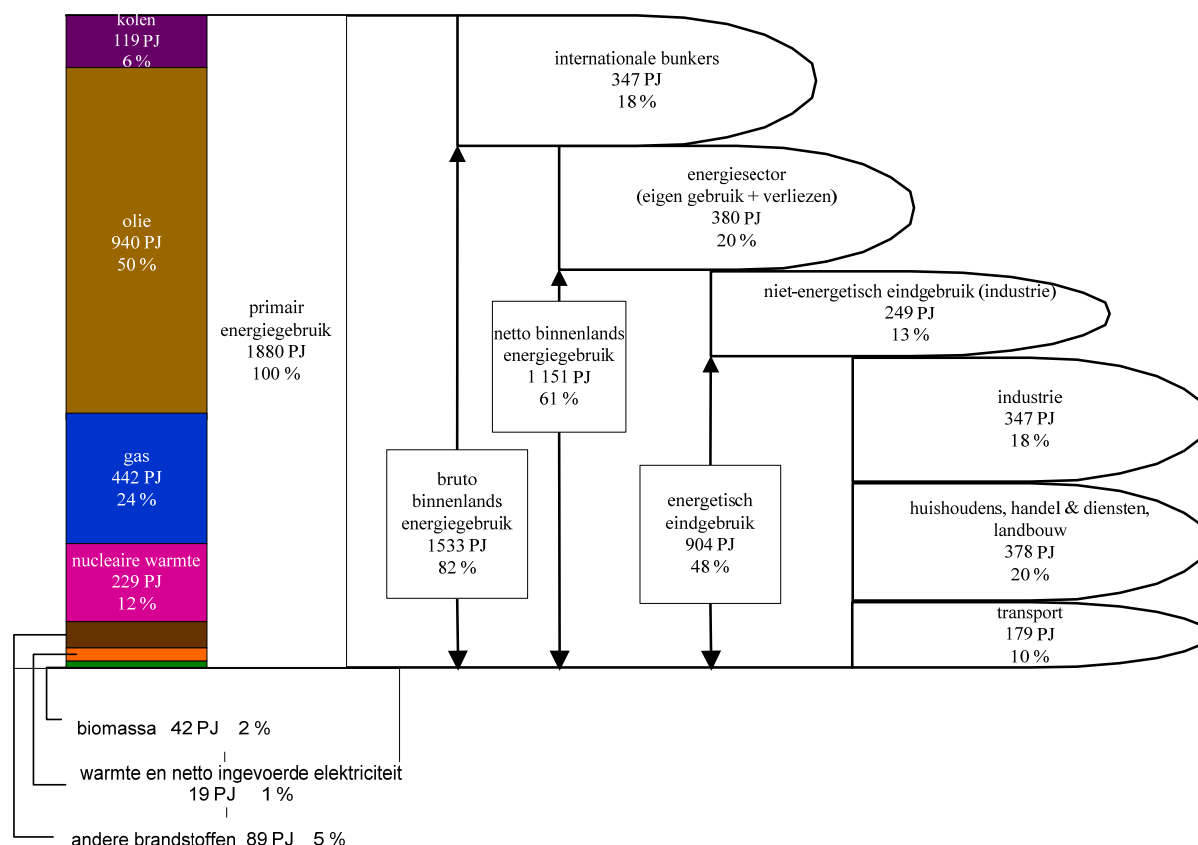
## 4 Energiegebruik, -intensiteit en -besparing in Vlaanderen

### 4.1 Energiestromen in het energiesysteem Vlaanderen D/P *Laatst bijgewerkt: februari 2011*

Het stroomschema in figuur 9 geeft een beeld van alle energiestromen in Vlaanderen, en omvat volgende energievormen: kolen (incl. koolteer en cokes), ruwe aardolie en petroleumproducten (o.a. raffinaderijgas, LPG, benzine, kerosine, huisbrandolie en diesel, stookolie, nafta, petroleumcokes, ...), aardgas, hoogoven- en cokesovengas, splijtstoffen ('nucleaire warmte'), (ingevoerde) elektriciteit, warmte, biomassa en overige energiebronnen (voornamelijk restbrandstoffen van de chemische sector en het niet-hernieuwbaar deel van restafval). Voor een volledige lijst verwijzen we naar VITO (2010) die sedert 1994 jaarlijks de 'Energiebalans Vlaanderen' opstelt.

Kernenergie had in 2009 een aandeel van 12,2 % (10,7 % in 2008) in het *primair energiegebruik* (en 42,9 % in onze publieke elektriciteitsproductie t.o.v. 43,5 % in 2008). Het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het primair energiegebruik bleef – ondanks een groei van +360 % van het bruto binnenlands gebruik van biomassa in 2009 t.o.v. 2000 – beperkt tot 2,3%. De bijdrage van de primaire productie van elektriciteit uit wind, water en zon bedroeg in 2009 0,1 % (eveneens 0,1 % in 2008). Het aandeel van restbrandstoffen (afvalgassen en het niet-hernieuwbaar deel van restafval) klokte in 2009 op 4,7% (4,4% in 2008). De invoer van elektriciteit tenslotte vertegenwoordigde in 2009 0,7 % van het primair energiegebruik (1,6 % in 2008). Daardoor bleef Vlaanderen in 2009 nog voor 79,9 % van zijn energiegebruik rechtstreeks<sup>28</sup> afhankelijk van fossiele brandstoffen.

*Figuur 9: Stroomschema van het energiegebruik en de aandelen van de energiedragers in het primaire energiegebruik (Vlaanderen, 2009\*)*



\* voorlopige cijfers

Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

<sup>28</sup> Ook de restbrandstoffen zijn deels van fossiele oorsprong, maar die ondergingen eerst wijzigingen doorheen industriële processen. De restbrandstoffen zitten niet vervat in het vermelde aandeel fossiele brandstoffen.



Het energiegebruik binnen Vlaanderen zelf, dus zonder de bevoorrading van internationale scheep- en luchtvaartbunkers, noemt men het *bruto binnenlands energiegebruik (BBE)*. De energieverliezen bij transformatie, transport en distributie van energie en het eigen energiegebruik van de energiesector (elektriciteitscentrales, raffinaderijen en aardgasdistributie) lopen op tot een kwart van het BBE in Vlaanderen.

Het *netto binnenlands energiegebruik* – soms ook finaal energiegebruik genoemd – bestaat uit twee delen: het energetisch eindgebruik (voor verwarming, verlichting, aandrijving ...) en het niet-energetisch eindgebruik (gebruik van energiedragers als grondstof: bv. aardgas voor de productie van ammoniak of nafta voor kunststoffen).

## 4.2 Energiegebruik per sector of per energiedrager D/P

Laatst bijgewerkt: februari 2011

### 4.2.1 Bruto binnenlands energiegebruik per energiedrager en internationale bunkers

We benaderen het stroomdiagram (figuur 9) langs de outputzijde. Het primair (of totaal) energiegebruik is dan de som van het bruto binnenlands energiegebruik en de bunkers.

Bunkerbrandstoffen of *bunkers* is de fiscaaltechnische benaming van brandstoffen die aan de internationale lucht- en scheepvaart worden geleverd. Deze brandstoffen worden in feite uitgevoerd. De emissies uit het gebruik van deze brandstoffen worden niet toegekend aan het land dat deze brandstoffen leverde. Bunkers vertegenwoordigden in 2009 18,5 % van het primaire (of totale) energiegebruik in Vlaanderen (tegenover 22,0 % in 2008).

Het *bruto binnenlands energiegebruik (BBE)* is op zijn beurt de som van het eigen gebruik en de verliezen (bij transformatie, transmissie/transport en distributie) van de energiesector enerzijds, en het eindgebruik door de overige sectoren (of *netto binnenlands energiegebruik*) anderzijds.

We stellen twee indicatoren voor. Een eerste indicator zoekt in op het *bruto binnenlands energiegebruik* opgesplitst naar de primaire energiedragers (figuur 10). Deze indicator geeft het bruto binnenlands energiegebruik *zonder temperatuurcorrectie*. Dit is in overeenstemming met de IPCC<sup>29</sup>-methodiek. Een temperatuurcorrectie zou betekenen dat men voor de bepaling van het energiegebruik in bepaalde sectoren (huishoudens, een deel van handel & diensten, glastuinbouw) rekening zou houden met weersomstandigheden. Het energiegebruik in voornoemde sectoren is immers sterk weersgebonden: in een warm jaar zal men minder energie gebruiken dan in een koud jaar. Zo zou men het energiegebruik van die sectoren kunnen normaliseren naar een 'normaal jaar' (d.w.z. een jaar met 2 087,6 graaddagen °d(15/15) te Ukkel<sup>30</sup>), dit om een vergelijking los van eventuele klimaatschommelingen mogelijk te maken.

Het bruto binnenlands energiegebruik (BBE) is in Vlaanderen in 2009 met +26,8 % gestegen t.o.v. 1990, maar ligt 5,3 % lager dan in 2008 (figuur 10).

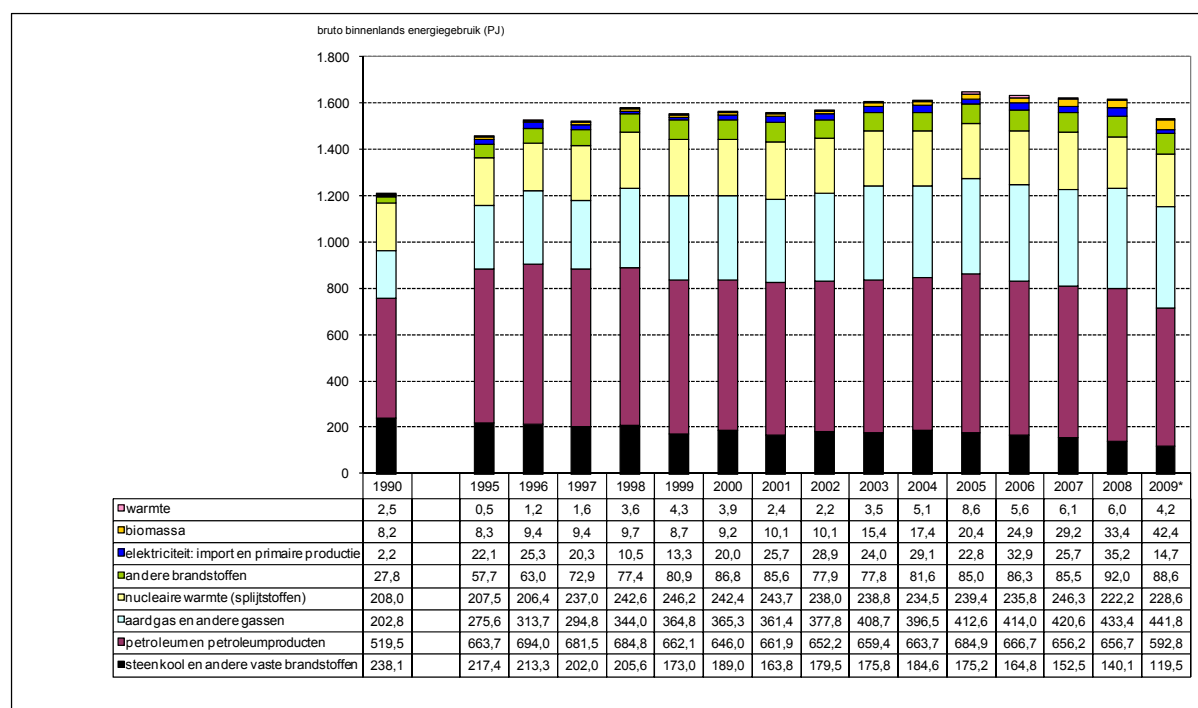
<sup>29</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change

<sup>30</sup> Elke gemiddelde etmaaltemperatuur wordt vergeleken met een constant etmaalgemiddelde van 15 °C, dat wil zeggen elke graad die de gemiddelde etmaaltemperatuur *beneden* de 15 °C ligt, wordt een graaddag genoemd. Een gemiddelde etmaaltemperatuur van 10 °C betekent voor die bewuste dag 5 graaddagen. Alle etmalen van het jaar opgeteld leveren het aantal graaddagen per jaar op. Hierbij wordt gerekend met de gemiddelde etmaaltemperaturen in Ukkel zoals opgegeven door het KMI. Hoe meer graaddagen een jaar heeft, hoe kouder het geweest is en hoe meer brandstof voor verwarming nodig geweest zal zijn. Het aantal graaddagen wordt als volgt berekend:

$$\text{aantal graaddagen} = \sum_{\text{dagen}} (15 - \overline{T_{\text{dag}}} (\text{°C})), \forall \overline{T_{\text{dag}}} < 15 \text{°C} .$$

Merk op: Figas gebruikt in haar rapporten niet 15° C maar 16,5° C.

Figuur 10: Evolutie van het bruto binnenlands energiegebruik per energiedrager (Vlaanderen, 1990-2009\*)



\*voorlopige cijfers voor 2009

Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

Het zijn voornamelijk enkele elektriciteitscentrales (39,1 % in 2009 t.o.v. 34,7 % in 2008), de staalbedrijven (47,2 % in 2009 t.o.v. 52,5 % in 2008) en de chemie (6,7 % in 2009 t.o.v. 6,5 % in 2008) die steenkool, cokes of koolteer gebruiken. Het gebruik van die *vaste brandstoffen* is in 2009 met 49,8 % gedaald t.o.v. 1990 (-41,2 % in 2008 t.o.v. 1990), vooral door minder steenkoolgebruik bij de elektriciteitsproductie (-60,4 % in 2009 t.o.v. 1990 en -58,5 % in 2008 t.o.v. 1990) en in mindere mate door de sluiting van een cokesfabriek in 1996 en het bijna verdwijnen van steenkool als brandstof voor de verwarming van woningen (-63,2 % in 2010 t.o.v. 1990 en -63,1% in 2008 t.o.v. 1990)<sup>31</sup>. Het gebruik van steenkool is bij huishoudens dus meer dan gehalveerd. In de industrie is het gebruik van vaste brandstoffen de laatste 2 jaren sterk gedaald (-39,6% in 2009 tov 1990 en -21,0% in 2008 tov 1990). Dit heeft alles te maken met de financiële crisis die losbrak in het najaar van 2008 en zich sterk deed voelen in 2009. Hierdoor verminderde de vraag (en de productie) van staal, waardoor het gebruik van vaste brandstoffen in de ijzer- en staal sector sterk afnam. Het aandeel vaste brandstoffen in het totaal Vlaams BBE bedroeg in 2009 7,8% (8,7% in 2008). In 1990 was dit nog 19,7 %.

De consumptie van *vloeibare brandstoffen* zoals zware stookolie, huisbrandolie, diesel en benzine kende weliswaar een stijging (+14,1 % in 2009 t.o.v. 1990 en +26,4 % in 2008 t.o.v. 1990), hoewel minder sterk de afgelopen 2 jaar. Hun aandeel in het BBE bedroeg 38,7% in 2009 en 40,6 % in 2008 t.o.v. 43,0 % in 1990). De stijging kent als grote oorzaken de sterke toename van het dieselgebruik in de transportsector (+39,1 % in 2009 t.o.v. 1990) en de uitzonderlijke toename van het niet-energetisch gebruik van nafta voor de productie van o.a. propeen en etheen in de chemische sector (+212 % in 2009 t.o.v. 1990 en +274 % in 2008 t.o.v. 1990). Huisbrandolie verliest verder terrein als favoriete brandstof voor gebouwenverwarming.

De *gasvormige brandstoffen* kenden zowel een stijging in hun consumptie (+117,9 % in 2009 t.o.v. 1990 en +213,7 % in 2008 t.o.v. 1990) als in hun aandeel in het BBE (28,8 % in 2009 en 26,8 % in 2008 t.o.v. 16,8 % in 1990). De belangrijkste oorzaken zijn het toegenomen gebruik van aardgas in de energiesector en de industrie (investeringen in STEG's en WKK), een uitzonderlijke toename in de chemische sector door het niet-energetisch gebruik van aardgas (+523 % in 2009 en +608 % in 2008) voor de productie van o.a. ammoniak, en de stijgende populariteit van aardgas voor zowel

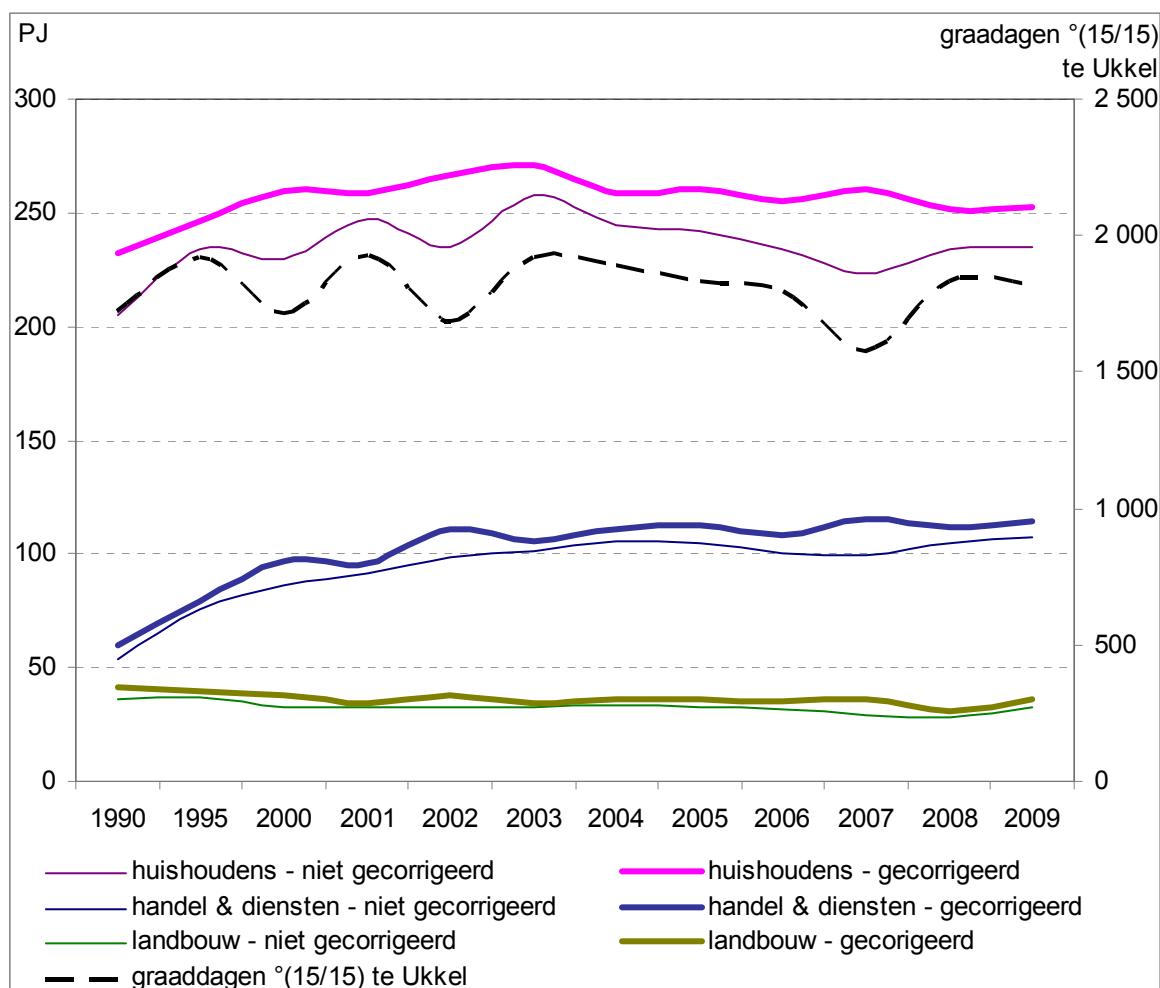
<sup>31</sup> In 2004 zouden minimaal 100 000 *Belgische* gezinnen zich nog met steenkool verwarmen. Aan gemiddeld 2 ton steenkool of bruinkoolbriketten per jaar betekent dit 200 000 ton/jaar voor huishoudelijke verwarming in *België*.

gebouwenverwarming als (in mindere mate) de bereiding van warm tapwater. Bij huishoudens is het gebruik van aardgas met +59,1 % gestegen in 2009 t.o.v. 1990 (+57,8% in 2008 t.o.v. 1990); in de tertiaire sector zelfs met +158 % (+150% in 2008). De evolutie van het gebruik van *hoogoven-* en *cokesovengas* hangt nauw samen met het gebruik van vaste brandstoffen in de ijzer- en staalindustrie. In Vlaanderen produceert enkel Arcelor te Gent nog deze restgassen. Arcelor verkoopt een gedeelte van het hoogovengas als brandstof aan de elektriciteitssector.

De consumptie van zowel aardgas als huisbrandolie bij huishoudens en bij handel & diensten is sterk afhankelijk van de temperatuursomstandigheden tijdens een jaar. Hoe hoger het aantal zogenaamde 'graaddagen', hoe lager de buitentemperaturen en hoe groter de verwarmingsbehoefte. Het aantal 15/15-graaddagen bedroeg 1 825 in 2009 en 1 831 in 2008, t.o.v. een normale waarde van 2087,6. In 2007 werd het laagst aantal graaddagen waargenomen over de periode 1990-2009: 1577,6

In de volgende figuur 11 wordt het energieverbruik van de huishoudens, de sector handel & diensten en de landbouwsector weergegeven, met klimaatcorrectie. Hiervoor werd 85% van het brandstofverbruik van deze sectoren als klimaatafhankelijk beschouwd en herrekend naar 'normale' graaddagen. Het aantal graaddagen °(15/15) te Ukkel wordt eveneens weergegeven.

*Figuur 11: Energieverbruik huishoudens, handel & diensten en landbouw, gecorrigeerd en niet-corrigeerd aan de hand van graaddagen*



Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

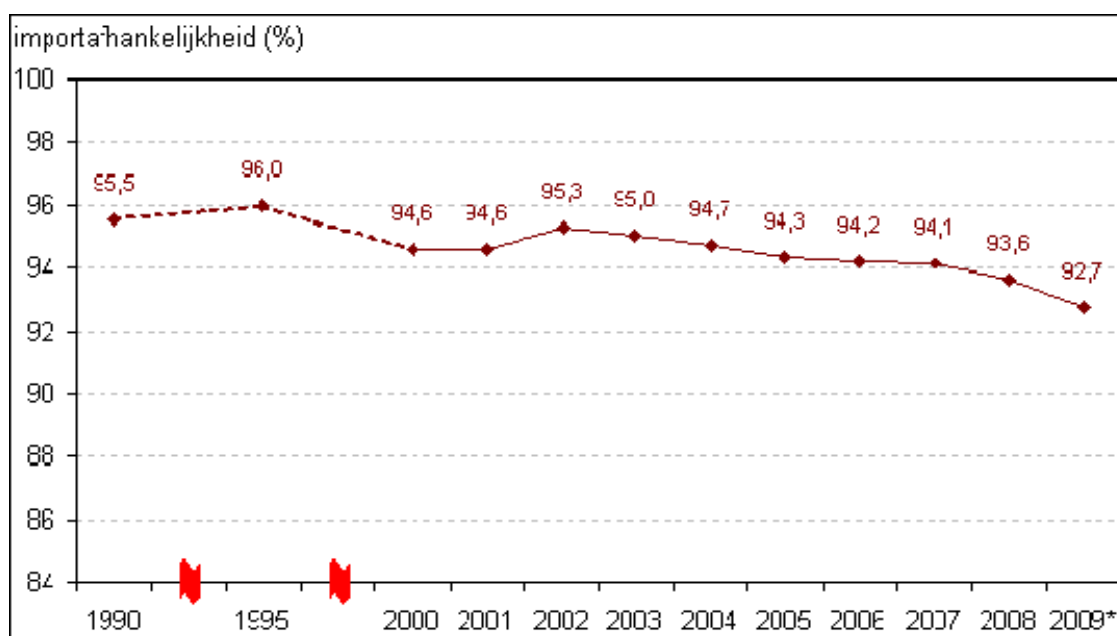
De aanwending van splijtstoffen door de kerncentrales is met +9,9 % gestegen in 2009 t.o.v. 1990 (+6,8 % in 2008 t.o.v. 1990). De bijdrage van deze zogenaamde 'nucleaire warmte' tot het BBE is echter gedaald van 17,2 % in 1990 naar 14,9 % in 2008 (13,7 % in 2009).

Het bruto binnenlands gebruik van gerecupereerde (uit exotherme processen) en verhandelde warmte (verkoop tussen sectoren) is in 2006 met een factor 1,7 gestegen t.o.v. 1990 (2,4 in 2008). De stijging t.o.v. 1990 is er vooral gekomen door het in gebruik nemen van meer energie-efficiënte WKK-eenheden in samenwerking met de elektriciteitsproducenten, die de warmte doorverkopen aan de eindgebruiker. Het aandeel van deze warmte in het totaal Vlaams BBE was echter nog altijd maar 0,3 % in 2009 (0,4% in 2008).

#### 4.2.2 Importafhankelijkheid van het energiegebruik en decentrale energieproductie in Vlaanderen

Vlaanderen heeft geen gekende reserves van uranium, aardolie of aardgas, en voert daarom het gros van de benodigde primaire energiebronnen in: 92,7 % in 2009 (figuur 12). De enige primaire energiebronnen die Vlaanderen momenteel inzet, zijn hernieuwbare energiebronnen (wind- en waterkracht, zon, biogas en biomassa), restafval en industriële reststromen. Verder overschakelen op hernieuwbare energiebronnen is de sleutel voor een verhoogde zelfvoorzieningsgraad en een garantie op stabiele energievoorziening in de toekomst zoals beoogd in het Pact 2020.

Figuur 12: Importafhankelijkheid energievoorziening (Vlaanderen, 1990-2009)



\* voorlopig cijfer

Berekend ten opzichte van het primair energiegebruik (inclusief bunkers voor internationale scheep- en luchtvaart).

Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO, VEA

De *in Vlaanderen geproduceerde energievormen* beperken zich voornamelijk tot restbrandstoffen uit de chemische sector en het niet-hernieuwbare deel van restafval, en in mindere mate betreft het hernieuwbare energiebronnen zoals biomassa, biogas, wind- en waterkracht, PV e.a.. Het gebruik van andere brandstoffen is in 2009 met meer dan een factor 3 toegenomen t.o.v. 1990; het gebruik van biomassa met een factor van meer dan 5 maal het gebruik in 1990. De (primaire) productie van elektriciteit uit wind, water en PV bleef beperkt tot 1,9 PJ in 2009 (1,3 PJ in 2008), of ongeveer 0,1% van het totaal Vlaams BBE in 2009. Het aandeel van al de in Vlaanderen geproduceerde energievormen in het BBE is hierdoor gestegen<sup>32</sup> van 3,0 % in 1990 tot dan 8,7 % in 2009 (8,2 % in 2008). Verder overschakelen op hernieuwbare energiebronnen is de sleutel voor een verhoogde zelfvoorzieningsgraad en een garantie op stabiele energievoorziening in de toekomst zoals beoogd in het Pact 2020.

Het *invoersaldo van elektriciteit* (de primaire binnenlandse productie van elektriciteit niet inbegrepen – zie voorgaande §) varieert sterk doorheen de jaren, maar vertegenwoordigde met 12,8 PJ in 2009

<sup>32</sup> Percentages berekend door totale primaire productie (in 1990 zonder kolen) te delen door het BBE (<-> te delen door primair energiegebruik – dus inclusief bunkers voor internationale scheep- en luchtvaart – in bovenstaande figuur).

(33,9 PJ in 2008) een 0,8 % van het totale BBE (2,1 % in 2008). Over de periode 1990-2009 steeg de netto invoer van 613 GWh naar 3 555 GWh. Ten opzichte van 2008 was er in 2009 wel een daling merkbaar van 62 % van de netto-import. Het is niet (enkel) de capaciteit van het Vlaamse elektriciteitsproductiepark die elektriciteitsleveranciers doet kiezen voor invoer van elektriciteit uit andere gewesten of het buitenland. Immers, grondstofprijzen (bv. aardgas versus steenkool of Vlaamse versus buitenlandse prijzen), onderhoudswerkzaamheden aan bepaalde eenheden alsook milieugerelateerde redenen (bv. emissierechtenhandel) zijn bepalende parameters om al dan niet te kiezen voor invoer of eigen productie. Bovenvermelde cijfers over de netto-invoer houden echter geen rekening met die parameters en de effectieve fysieke netto-invoer in Vlaanderen. Aangezien er voor Vlaanderen immers geen regionale statistieken bestaan omtrent in- en uitvoer van elektriciteit, worden die stromen louter cijfermatig bepaald om de energiebalans in evenwicht te brengen met de gebruikszijde.

In Vlaanderen is ook de beweging naar energieproductie dichtbij of door de eindgebruiker zelf ingezet (*decentrale energieproductie*). Installatie van WKK's, PV-panelen, windturbines, zonneboilers, warmtepompen etc. deden zo het aandeel lokale energieproductie (stroom en warmte) in de totale Vlaamse energievraag stijgen van 32,9 % in 2008 naar 33,8 % in 2009.

#### **4.2.3 Eigen energiegebruik en energieverliezen van de energiesector**

Het eigen gebruik en de verliezen van de energiesector eisen een vijfde op van het primair (of totaal) energiegebruik (figuur 9), of bijna een kwart (24,8 %) van het bruto binnenlands energiegebruik (BBE). Voor een bespreking van het eigengebruik en de verliezen in de energiesector verwijzen we naar § 10.

#### **4.2.4 Eindgebruik of netto binnenlands energiegebruik per sector**

Het energiegebruik ligt voor bijna alle sectoren in Vlaanderen hoger in 2009 dan in 1990, met name +9,3 % voor het energetisch energiegebruik van de industrie (+24,0 % in 2008 t.o.v. 1990), +188,6 % voor het niet-energetisch energiegebruik (bijna volledig op rekening van de industrie) (+236,7 % in 2008), +99,4 % voor handel & diensten (+94,8% in 2008), +6,9 % voor transport (+13,3% in 2008), +14,8 % voor huishoudens (+14,3 % in 2008), en +10,6 % voor de energiesector zelf (figuur 13) (+9,2 % in 2008). De enige uitzondering is de sector landbouw, met een daling van -10,3 % (-22,0 % in 2008).

Het energetisch energiegebruik van de industrie steeg in 2009 met 9,3% ten opzichte van 1990. Het verbruik daalde echter sterk ten opzichte 2008 vanwege een verminderde activiteit door de financiële crisis vanaf het najaar 2008 (-11,8% in 2009 ten opzichte van 2008). De grootste uitbreidingen van energie-intensieve activiteiten (vooral in de petrochemie) vonden plaats in de jaren 90. Het niet-energetisch eindgebruik betreft de inzet van energiedragers als grondstof, vooral aardgas voor de productie van kunstmeststoffen en nafta voor de productie van kunststoffen. Na een gigantische sprong tussen 1990 en 1995 zien we dat het niet-energetisch energiegebruik opnieuw een vrij sterke groei kende in 2004 en 2005 (+13,2% in 2005 t.o.v. 2004; en +10,5% in 2004 t.o.v. 2003). Die groei in 2004 en 2005 is vooral het gevolg van investeringen voor de uitbreiding van bestaande productiecapaciteiten. Zo was er ook in 2008 nog een sterke stijging van het niet-energetisch gebruik (+11,0% ten opzichte van 2007). Door het toeslaan van de crisis, daalde het gebruik opnieuw terug in 2009 ten opzichte van 2008 (-14,3%).

Het (energetisch en niet-energetisch) energiegebruik in de industrie zou ongetwijfeld groter zijn geweest zonder de inspanningen van de bedrijven om energie te besparen (o.m. in het kader van de benchmarking- en auditconvenanten), maar dergelijke intensiteits-effecten zijn heel moeilijk kwantitatief in te schatten.

Het energiegebruik voor gebouwenverwarming (vooral huishoudens en gedeeltelijk ook handel & diensten, maar ook de glastuinbouw) is sterk afhankelijk van de buitentemperaturen (zie § 4.2.1). De weersomstandigheden waren in 2002 uitzonderlijk zacht, wat voor die sectoren ten dele de verschillen ten aanzien van de andere jaren verklaart (zie ook hoger).

De sterke groei van het energiegebruik in de sector handel en diensten in de periode 1990-2009 is vooral het gevolg van de grote toename van de activiteiten in deze sector (structurele verschuiving), maar voor een stuk toch ook door een minder efficiënt gebruik van energie (verschuiving in de

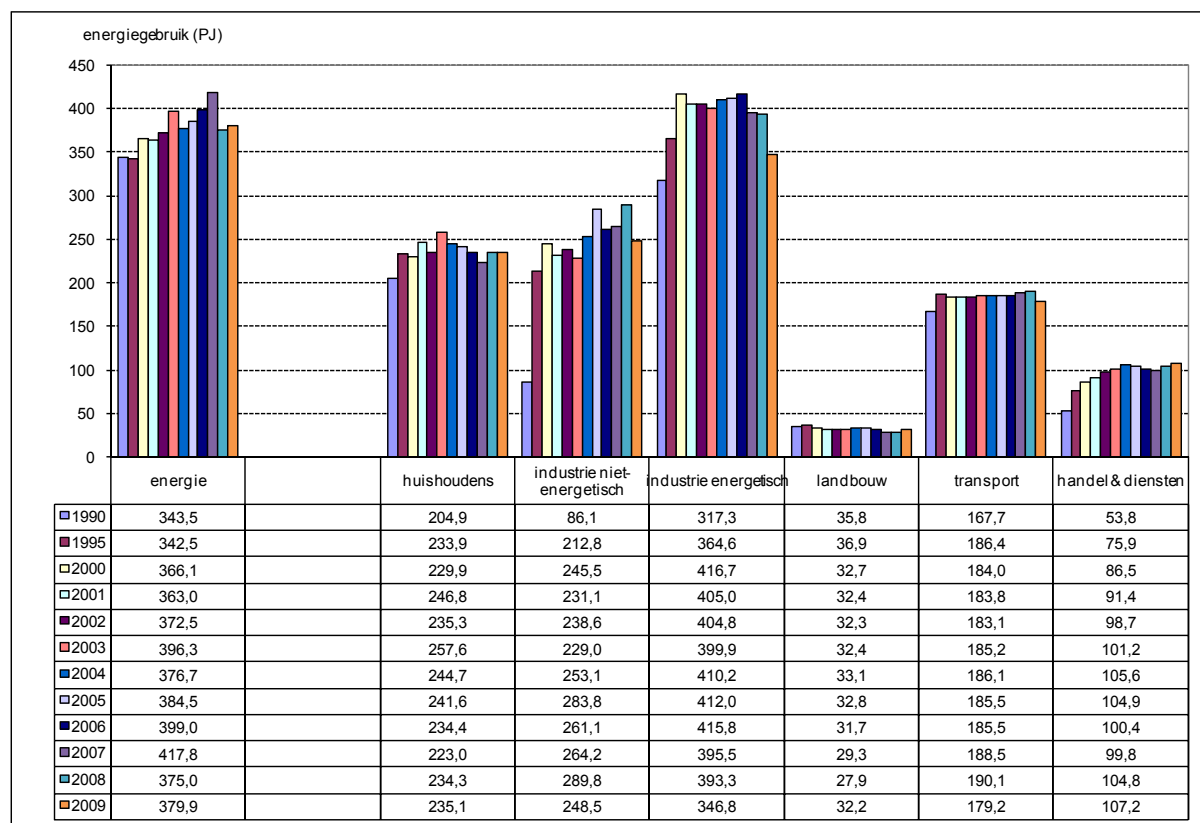
energie-intensiteit). De verslechterde energie-intensiteit (energiegebruik per werknemer of toegevoegde waarde) heeft gedeeltelijk te maken met de doorgedreven informatisering vanaf de jaren 90 (PC's voor de werknemers, grote server-parken voor netwerken en Internet, ...), vooral in de deelsector kantoren en administratie. Uitzondering is wellicht onderwijs waar de Vlaamse overheid de laatste jaren heel wat extra inspanningen heeft gedaan om rationeel energiegebruik (REG) te bevorderen.

Alhoewel het zeer moeilijk is om voor huishoudens de invloed van klimaatomstandigheden op het energiegebruik af te zonderen van de andere factoren, zullen de stimulansen van de overheden en de netbeheerders om energiebesparende maatregelen door te voeren bij de huishoudens ook hun effect hebben. De overheden geven financiële stimuli – in de vorm van premies, subsidies en fiscale voordelen – voor wie zijn oude stookketel vervangt door een nieuwe condensatieketel. De positieve verschuiving in energie-intensiteit (minder energiegebruik per huishouden) wordt gedeeltelijk tenietgedaan door de toenemende trend van gezinsverdunding (meer maar kleinere huishoudens, elk met een eigen woning).

Binnen de sector transport neem de deelsector wegtransport 94,2 % van het energiegebruik in 2009 voor zijn rekening (94,0 % in 2005), tegenover 1,9 % voor spoorvervoer (2,0 % in 2008) en 2,7% voor binnenscheepvaart (2,9 % in 2008). Het energiegebruik van de binnenlandse luchtvaart is marginaal t.o.v. de andere transportvormen.

De daling van het energiegebruik in de landbouwsector heeft o.m. te maken met de afbouw van de veestapel, maar eveneens met de omschakeling naar andere brandstoffen (vooral van zwaardere stookolie naar aardgas) en de toepassing van energiezuiniger verwarmingssystemen in de glastuinbouw.

*Figuur 13: Evolutie van het bruto en netto binnenlands energiegebruik per sector (Vlaanderen, 1990-2009)*



voorlopige cijfers voor 2009

Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

Het aandeel van de industriesector in het bruto binnenlands energiegebruik (BBE) is 38,9 % in 2009 (42,3 % in 2008), waarbij 16,3 % gerelateerd is aan niet-energetisch gebruik en 22,7 % aan

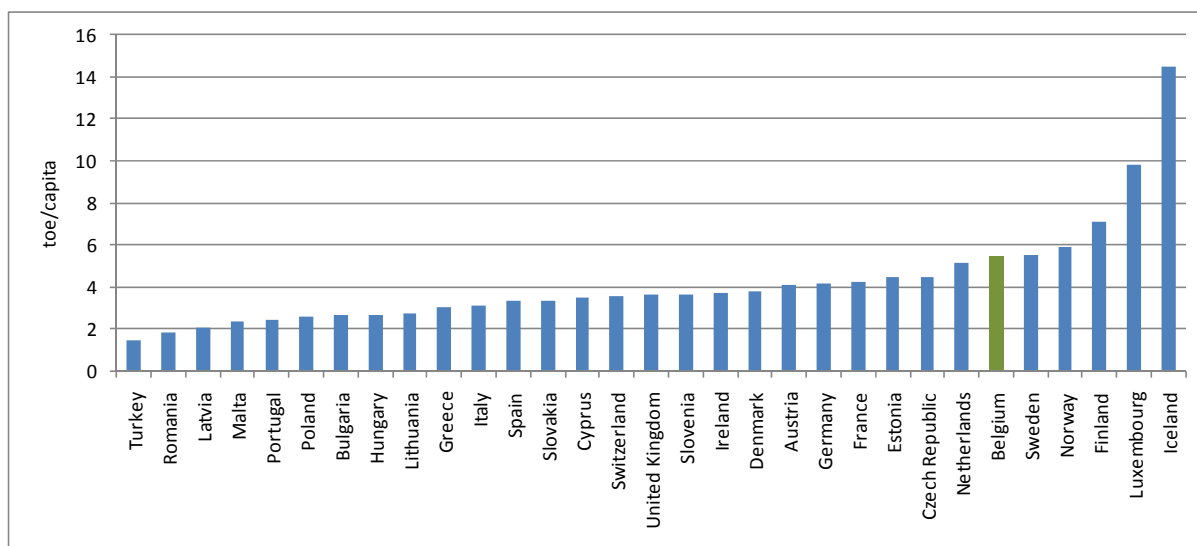
energetisch gebruik (in 2008 respectievelijk 17,9 % en 24,4 %). De aandelen van de andere sectoren zijn: huishoudens 14,4 % (14,5 % in 2008), transport 11,7 % (11,8 % in 2008), handel & diensten 7,0 % (6,5 % in 2008) en landbouw 2,1 % (1,7 % in 2008).

#### 4.2.5 Primair energiegebruik per capita

Een veelgebruikte indicator voor de internationale vergelijking van het energiegebruik is het totaal of primair energiegebruik per capita. Daarbij worden ook de bunkers voor internationale lucht- en scheepvaart verrekend. Vlaanderen wordt gekenmerkt door een hoge indicatorwaarde (8,0 ton olie-equivalent per inwoner in 2007) ten opzichte van België en de meeste andere Europese lidstaten. Enkel Luxemburg, met een in verhouding tot haar bevolking belangrijke energie-intensieve staalindustrie, en Noorwegen, met een veel kouder klimaat en dus hogere verwarmingsbehoefte, hebben een nog hogere indicatorwaarde.

De opvallend hoge waarde voor Vlaanderen is gedeeltelijk te verklaren door de aard van onze industrie: exportgericht en met een groot aandeel van het niet-energetisch eindgebruik van de industrie (vnl. chemie). Andere redenen zijn relatief grote woningen, gebrekkige (woning-)isolatie, lintbebouwing, fiscaal gunstige behandeling van bedrijfswagens, ... en het feit dat zowel de nationale luchthaven als de zeehavens enkel op Vlaams grondgebied zijn gelegen (cf. primair energiegebruik omvat ook de bunkerbrandstoffen).

Figuur 14: Europese vergelijking van het primair energiegebruik per capita (EU, 2007)



Bron: EMA, 2010

### 4.3 Energie- en koolstofintensiteit in Vlaanderen D/P

Laatst bijgewerkt: februari 2011

#### 4.3.1 Verloop van de indicatoren

We definiëren *energie-intensiteit* als 'het bruto binnenlands energiegebruik in Vlaanderen - zonder temperatuurcorrectie [in PJ/jaar]', gedeeld door 'het Bruto Binnenlands Product (BBP) Vlaanderen [in 10<sup>9</sup> EUR tegen constante prijzen in kettingeuro's met referentiejaar 2000<sup>33</sup>]. De energie-intensiteit vertalen we vervolgens naar een energie-intensiteitsindex (1990=100). Deze indicator geeft een goed beeld van de evolutie inzake energie-afhankelijkheid van de Vlaamse economie.

Die verandering van de energie-intensiteit is zowel het gevolg van structurele effecten (verschuivingen van het belang van sectoren in de Vlaamse economie) als van wijzigingen in de energie-efficiëntie (bv. wijzigend energiegebruik per eenheid product of dienst). De financieel-economische crisis remt de trend echter af in 2008 en 2009. Zo zagen energie-intensieve industriële deelsectoren zoals chemie en ijzer & staal hun activiteitsniveau sterker terugvallen dan hun totaal

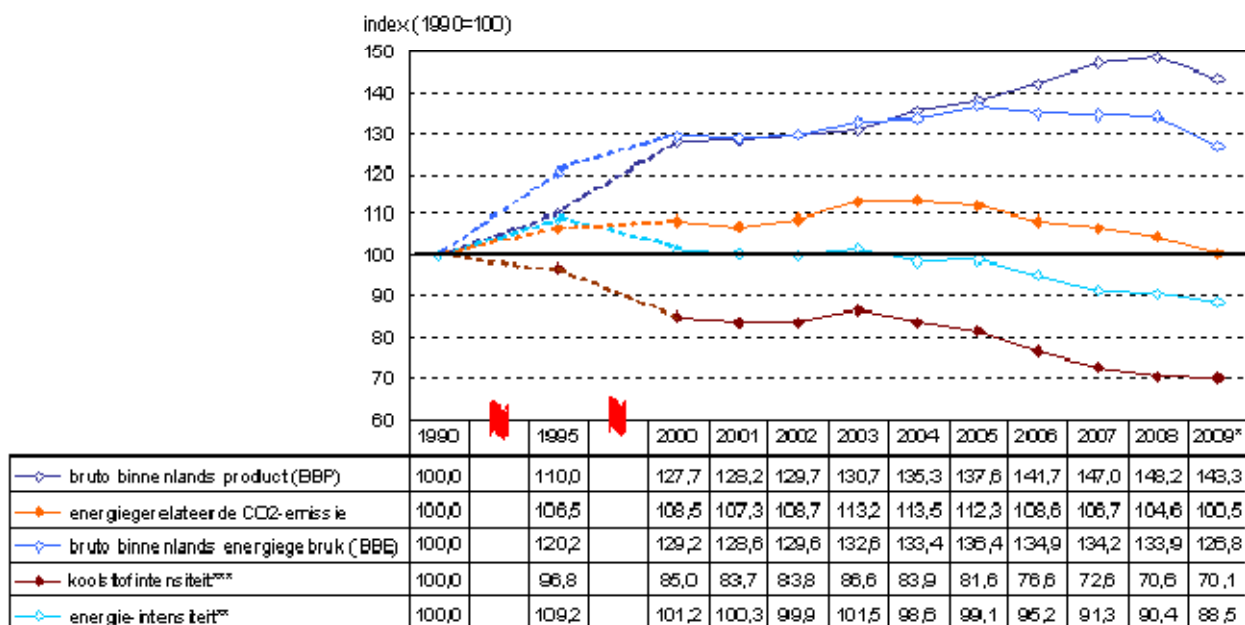
<sup>33</sup> Dit is een breuk met de voorgaande achtergronddocumenten, waar we werkten met constante prijzen van 1995.



energiegebruik. En nieuwe investeringen in energiebesparende technologie werden geconfronteerd met aangescherpte criteria voor kredietverstrekking. Zie ook § 4.3.2.

Uit figuur 15 blijkt dat de energie-intensiteit tussen 1990 en 2009 met -11,5 % is afgenomen. Sinds 2005 daalt de energie-intensiteit jaarlijks. Er is met andere woorden een ontkoppeling tussen de economische groei en het energiegebruik in Vlaanderen.

Figuur 15: Evolutie van de energie-intensiteit en koolstofintensiteit (Vlaanderen, 1990-2009\*)



\* energie-intensiteit = hoeveelheid BBE per eenheid BBP uitgedrukt in constante prijzen (kettengeuro's met referentiejaar 2000)

\*\* koolstofintensiteit = hoeveelheid CO<sub>2</sub> uitgestoten ten gevolge van energiegebruik en de hoeveelheid energiegerelateerde CO<sub>2</sub>-emissies (procesemissies in de chemie en emissies ten gevolge van het niet-energetisch gebruik van brandstoffen in andere sectoren) per eenheid van bruto binnenlands product tegen constante prijzen (kettengeuro's met referentiejaar 2000)

Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

De *koolstofintensiteit* is gedefinieerd als de hoeveelheid CO<sub>2</sub> uitgestoten ten gevolge van energiegebruik en de hoeveelheid energiegerelateerde CO<sub>2</sub>-emissies (procesemissies in de chemie en emissies ten gevolge van het niet-energetisch gebruik van brandstoffen in andere sectoren) per eenheid van bruto binnenlands product (tegen constante prijzen, in kettengeuro's met referentiejaar 2000).

Sinds 2003 is er ook een aanhoudende, absolute ontkoppeling tussen de economische groei en de energiegerelateerde CO<sub>2</sub>-uitstoot. Daar waar het BBP tot 2008 jaar na jaar bleef stijgen, nam de energiegerelateerde CO<sub>2</sub>-uitstoot steeds verder af. In 2009 overtrof de daling in energiegerelateerde CO<sub>2</sub>-uitstoot (-4,0 %) de daling in BBP (-3,3 %).

Zo daalde de koolstofintensiteit met bijna 30 % in de periode 1990-2009. Alhoewel deze curve in zekere mate een gelijkaardig verloop kent met de energie-intensiteit, ligt de koolstofintensiteit systematisch lager door de omschakeling naar koolstofarmere brandstoffen. Vaste brandstoffen met een hoge CO<sub>2</sub>-emissiefactor werden vervangen, voornamelijk door aardgas met een lagere CO<sub>2</sub>-emissiefactor en door biomassa die als CO<sub>2</sub>-neutraal wordt beschouwd. Ook de andere hernieuwbare energiebronnen ondersteunen de evolutie naar een koolstofarme economie.

### 4.3.2 Decompositie-analyse van de energie-intensiteit

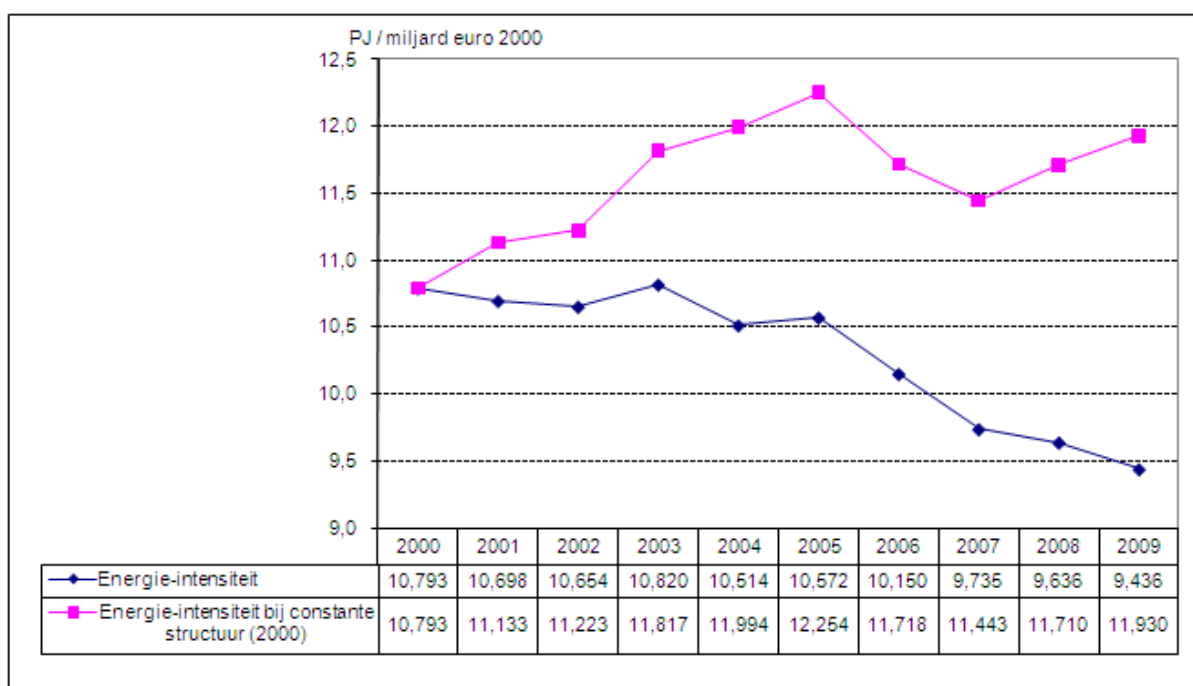
#### 4.3.2.1 Economische analyse van energie-intensiteit per (deel)sector

We bespreken hierna de resultaten van een eenvoudige decompositie-analyse, maar met als referentiejaar 2000 (i.p.v. 1990 zoals in figuur 15).



Normaliter baseert de decompositiemethode zich op de bruto toegevoegde waarden van de verschillende (deel)sectoren, waarbij de som van de bruto toegevoegde waarden van landbouw, energie, industrie en handel & diensten gelijk moeten zijn aan het bruto binnenlands product (BBP). Doordat de Nationale Bank van België (NBB) is overgestapt naar het gebruik van kettingindices, kan deze methode niet langer zonder meer worden gebruikt. Immers, “de toepassing van kettingindices resulteert in het verlies van additiviteit van de volumenniveaus. Niet-additiviteit betekent dat in reeksen in kettingniveaus een aggregaat (bv. het BBP) niet gelijk is aan de som van zijn componenten.” We hebben dit probleem provisorisch opgelost door de structuur van de sectoren (procentuele aandelen van de verschillende (deel)sectoren volgens de NBB) toe te passen op data uit de MIRA Kernset Milieudata 2010 i.v.m. het Bruto Binnenlands Product voor Vlaanderen. Het is absoluut noodzakelijk om deze laatste datareeks te gebruiken, omdat anders de berekende energie-intensiteiten niet meer zouden overeenstemmen met deze berekend in dit document en in het MIRA Indicatorrapport 2010.

*Figuur 16: Energie-intensiteit van de Vlaamse economie bij constante structuur (Vlaanderen, 2000-2009)*



Bron: STEM, UA op basis van gegevens van VITO en MIRA/VMM, 2010

Uit figuur 16 volgt zeer duidelijk dat indien de structuur van de economie in Vlaanderen dezelfde was gebleven als in 2000 (in termen van de aandelen van de verschillende deelsectoren in het BBP), de energie-intensiteit 2,495 PJ per miljard euro BBP of 26,4 % hoger zou zijn geweest dan in 2009 daadwerkelijk het geval was.

Het zijn vooral drie (deel)sectoren die er voor zorgen dat de werkelijke energie-intensiteit in 2009 een stuk lager is dan de energie-intensiteit bij constante structuur (2000), in het bijzonder:

- de deelsector “chemie” (-1,099 PJ/10<sup>9</sup> euro)
- de deelsector “productie en distributie van elektriciteit, gas en water” (-0,905 PJ/10<sup>9</sup> euro), en
- de deelsector “metaal (ijzer, staal, non-ferro, autobouwen, machinebouw)” (-0,267 PJ/10<sup>9</sup> euro).

Met andere woorden, de verbeterde energie-intensiteit van deze deelsectoren (in termen van energiegebruik per eenheid bruto toegevoegde waarde) zorgde voor een verbetering van de energie-intensiteit van Vlaanderen met -2,495 PJ/10<sup>9</sup> euro.

De totale energie-intensiteit in Vlaanderen zou – dank zij de inspanningen van de andere industriële sectoren en de landbouwsector – zelfs met -2,583 PJ/10<sup>9</sup> euro i.p.v. -2,495 PJ/10<sup>9</sup> euro zijn gedaald, ware er niet een verslechtering van de energie-intensiteit in de andere (deel)sectoren. Die

verslechtering is toe te schrijven aan de deelsector “vervaardiging van cokes, geraffineerde aardolieproducten en splijt- en kweekstoffen” (+0,015 PJ/10<sup>9</sup> euro). De energie-intensiteit is eveneens verslechterd in de deelsectoren van handel & diensten, met uitzondering van “hotels en restaurants” waar we eerder van een status quo kunnen spreken. De bijdragen zijn “handel” (+0,016 PJ/10<sup>9</sup> euro), “kantoren en administratie” (+0,024 PJ/10<sup>9</sup> euro), “gezondheidszorg en maatschappelijke dienstverlening” (+0,010 PJ/10<sup>9</sup> euro), “gemeenschapsvoorzieningen, sociaal-culturele en persoonlijke diensten” (+0,012 PJ/10<sup>9</sup> euro) en “onderwijs (+0,007 PJ/10<sup>9</sup> euro).

#### 4.3.2.2 Activiteitgebonden analyse van de energie-intensiteit per (deel)sector

Onderstaande tabel 3 geeft de evolutie van de energie-intensiteiten per deelsector, bepaald door het energiegebruik van een deelsector te delen door een relevante én beschikbare activiteitsindicator. Bij de *huishoudens* zien we dat het energiegebruik per inwoner in 2008 is gedaald ten opzichte van de vorige jaren.

Voor de *industriële deelsectoren* is de activiteitsindicator de productie-index, een maat voor de omvang van de productie. In de periode 1995-2009 is de energie-intensiteit in alle deelsectoren gedaald behalve bij de ‘overige industriële sectoren’ (o.a. hout- & meubelindustrie, kunststofproductie, afvalrecuperatie en bouwnijverheid), en bij de papier- en uitgeverijen in 2009. Er zijn echter sterke verschillen. Ook in de *energiesector* is een ont koppeling te merken. De sterkste daling van de energie-intensiteit is terug te vinden bij de aardgasdistributie, waar de verliezen werden teruggedrongen door de vervanging van oude leidingen.

Bij de *landbouw* zien we een daling in de glastuinbouw (-13 %).

Bij *transport* zien we voor de meeste deelsectoren een lichte ont koppeling. Opvallend is dat het goederenvervoer het systematisch beter doet dan het personenvervoer. Bij het goederenvervoer over de weg zien we een continue daling de laatste 10 jaar, maar in de periode 1995-2000 was de daling het grootst. Voor het spoorvervoer is er een sterke daling te noteren voor het goederenvervoer. Het personenvervoer per spoor daarentegen vertoont een stijging aan energie-intensiteit: het energiegebruik is er sterker gestegen dan het aantal reizigerskilometers.

In de sector *handel & diensten* verloopt de energie-intensiteit zeer gevarieerd afhankelijk van de deelsector. Voor de deelsectoren handel, kantoren & administraties en andere diensten is de intensiteit hoger in 2009 dan in 2000, terwijl deze voor onderwijs, gezondheidszorg en hotels & restaurants lager ligt.

Tabel 3: Energie-intensiteit per deelsector (Vlaanderen, 1995-2008 (2009\*\*\*)

sector	deelsector	berekeningsbasis energie-intensiteit**	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009** *
huishoudens		inwoner*	100	107	105	103	109	99	
		huishouden*	100	109	108	106	113	104	
industrie	chemie	eenheid productie	100	80	71	70	70	68	72
	ijzer- & staalindustrie, non-ferro, metaalverwerkende nijverheid		100	91	93	86	72	68	68
	voeding, dranken & tabak		100	74	64	60	56	58	62
	textiel, leder & kleding		100	109	81	70	65	64	74
	papier & uitgeverijen		100	83	86	85	85	96	121
	overige industriële sectoren		100	118	126	131	123	132	120
energie	productie van elektriciteit & warmte	kWh bruto elektriciteitsproductie	100	99	97	97	96	96	95
	raffinaderijen	J raffinageproduct	100	81	87	93	92	95	100
	opslag, transport & distributie van aardgas	m <sup>3</sup> primair aardgasgebruik	100	62	49	57	46	49	47
landbouw	glastuinbouw*	ha serres		100	90	89	79	85	87
transport	personenvervoer weg	voertuigkm	100	95	93	93	93	92	91

	goederenvervoer weg	voertuigkm	100	87	83	81	81	81	79
	personenvervoer spoor	treinkm reizigers	100	139	143	142	142	120	
	goederenvervoer spoor	tonkm goederen	100	85	63	62	64	68	
	binnenscheepvaart	tonkm binnenvaart	100	86	82	82	87	89	89
handel & diensten	handel*	werknemer	100	118	111	126	116		
	hotels & restaurants*		100	99	82	85	76		
	kantoren & administraties*		100	109	97	106	104		
	onderwijs*		100	102	107	116	90		
	gezondheidszorg*		100	87	107	114	82		
	andere diensten*		100	109	108	113	104		

\* bij jaarlijks gelijkblijvende klimatologische omstandigheden: correctie van het energiegebruik naar het gemiddeld aantal graaddagen (2 088) in een jaar. Daarbij is verondersteld dat 85 % van het energiegebruik in de (deel)sectoren temperatuurafhankelijk zijn.

\*\* berekend als de hoeveelheid gebruikte energie per eenheid van activiteit. Het cijfer voor 1995 of 2000 werd gelijkgesteld aan 100.

\*\*\* voorlopig

Bron: VITO, VMM, Promotie binnenvaart

### 4.3.3 Internationale vergelijking

#### 4.3.1.1 Energie-intensiteit

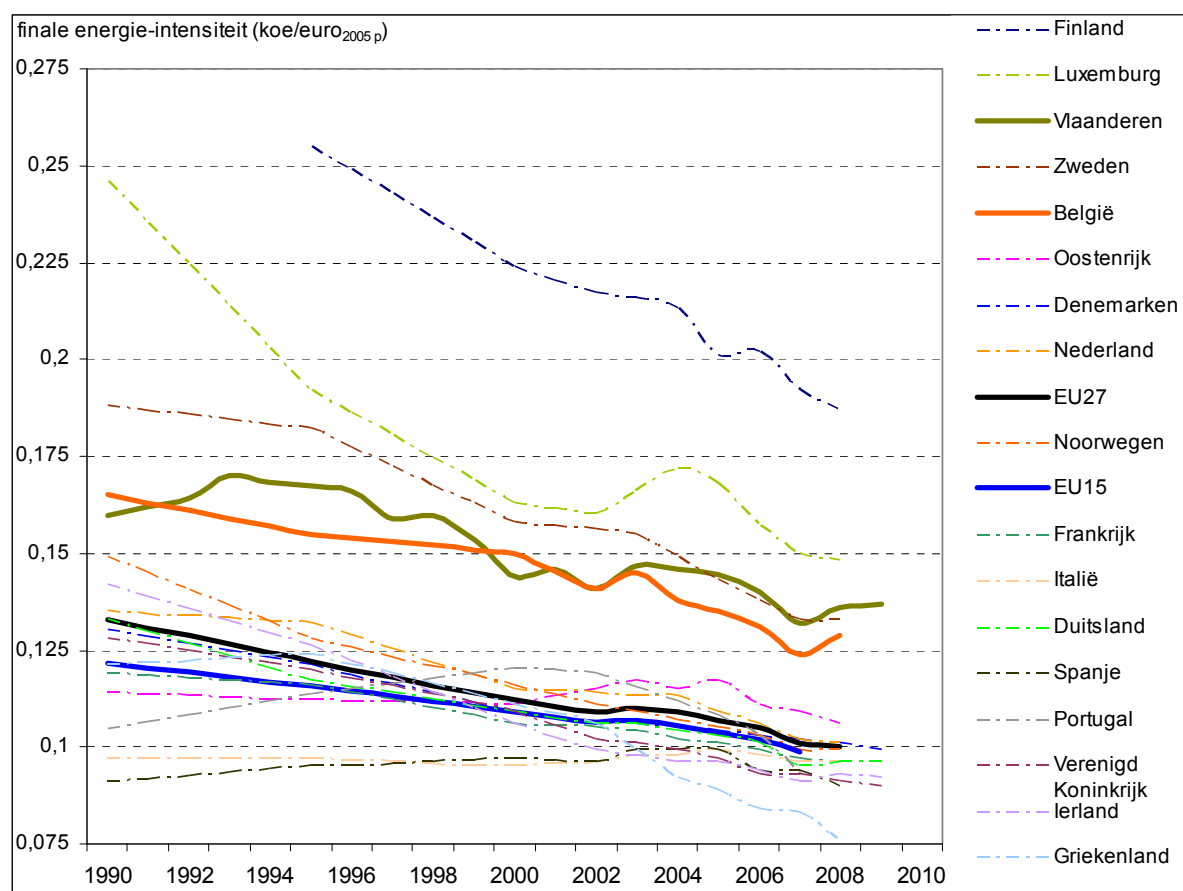
Identieke goederen en diensten kennen vaak een verschillende prijs in verschillende landen. Zulke louter monetaire verschillen worden best weggewerkt wanneer macro-economische parameters als BBP worden gebruikt voor internationale vergelijkingen met volume-gerelateerde indicatoren. Dit kan door die parameters te corrigeren naar koopkracht (niet alleen van de gezinnen maar van alle actoren in een economie samen), ook wel koopkrachtpariteit of 'purchase power parity' (ppp) genoemd. Concreet zijn de energie-intensiteiten in deze § berekend met BBP-cijfers uitgedrukt in kettingeuro's van referentiejaar 2005 (als correctie voor inflatie-effecten) en naar ppp (als correctie voor prijsverschillen tussen de landen).

Een eerste indicator drukt de energie-intensiteit uit als energetisch eindgebruik ten opzichte van het gecorrigeerde BBP. Energiegebruik binnen de energiesector (transformatieverliezen, eigen gebruik, netverliezen) het niet-energetisch energiegebruik in de industrie (vnl. binnen de chemie) zijn hierbij niet meegenomen.

Nagenoeg alle landen van de EU15 vertonen een duidelijk dalende energie-intensiteit over de laatste 2 decennia (figuur 17). Maar de eindgebruikers van energie in België en zeker ook in Vlaanderen laten in 2008/2009 nog altijd een energie-intensiteit optekenen die zich ver boven dat van de EU15, EU27 en de meeste West-Europese landen bevindt. Enkel Finland en Zweden (met een veel kouder klimaat) en Luxemburg (met o.a. heel wat 'brandstoftoerisme') komen nog boven de cijfers voor België en Vlaanderen uit. Vergelijking tussen Vlaanderen en België maakt ook duidelijk dat de meest energie-intensieve industrietakken (chemie, ijzer & staal) vooral in Vlaanderen geconcentreerd zitten. Daar waar de figuur in § 4.3.1. nog laat zien dat de financiële crisis de evolutie naar lagere energie-intensiteit afremt in 2008 en 2009, blijkt die evolutie in figuur 17 zelfs omgebogen<sup>34</sup> naar een stijging.

<sup>34</sup> Bemerkt dat in figuur X1 zowel de teller als de noemer voor berekening van de energie-intensiteit iets anders zijn samengesteld dan in § 4.3.1.

**Figuur 17: Vergelijking intensiteit finaal energiegebruik Vlaanderen met deze van Europese landen (EU27, 1990-2009)**

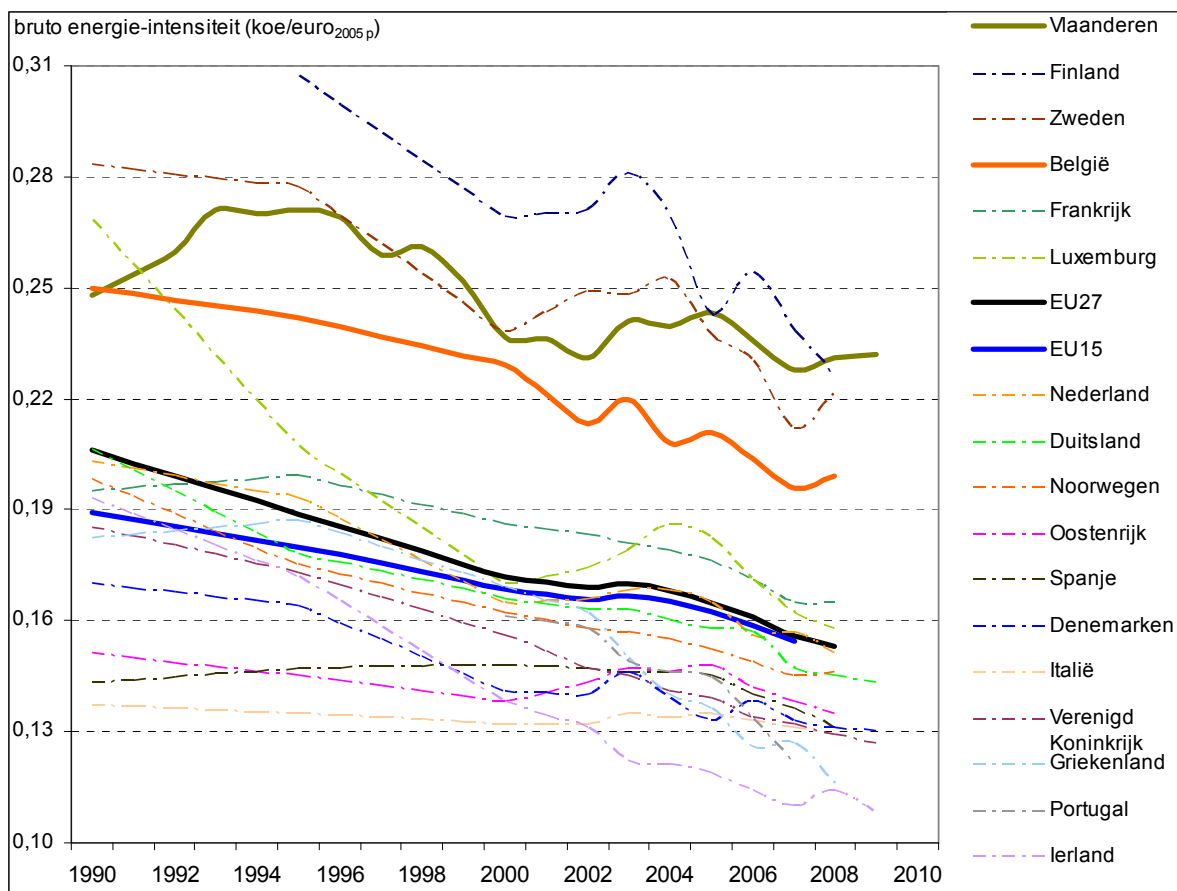


koe/euro<sub>2005p</sub>: kilogram olie-equivalent per eenheid BBP (uitgedrukt in kettingeuro's met referentiejaar 2005 en gecorrigeerd naar koopkrachtpariteit).

Bron: MIRA (VMM) op basis van [www.odyssee-indicators.org](http://www.odyssee-indicators.org), Eurostat en SVR

Figuur 18 is volledig analoog samengesteld aan figuur 17, maar de energie-intensiteit is nu berekend aan de hand van het bruto binnenlands energiegebruik. Dit is dus inclusief het energiegebruik van de energiesector en het niet-energetisch energiegebruik binnen de industrie, maar exclusief bunkers voor internationale scheep- en luchtvaart. Het effect van het in rekening brengen van de energiegebruiken door raffinaderijen en dat niet-energetisch gebruik in de (vooral chemische) industrie is meteen duidelijk: de energie-intensiteit van Vlaanderen ligt nu systematisch hoger dan de Belgische. Dat wordt mee veroorzaakt door het feit dat alle Belgische raffinaderijen in Vlaanderen liggen, en ook de chemische industrie een belangrijke concentratie binnen Vlaanderen kent. En zowel Vlaanderen als België blijft duidelijk meer energie-intensief dan de (meeste) andere Europese landen. Daar waar in Vlaanderen de energie-intensiteit met 2 % af nam tussen 2000 en 2008/2009, daalde die met 11 % in de EU27, 13 % in België en circa 10 % in de meeste buurlanden: Nederland -8 %, Duitsland -13 %, Luxemburg -7 %, Frankrijk -11 % en VK -17 %.

Figuur 18: Vergelijking intensiteit bruto binnenlands energiegebruik Vlaanderen met deze van Europese landen (EU27, 1990-2009)



koe/euro2005p: kilogram olie-equivalent per eenheid BBP (uitgedrukt in kettingeuro's met referentiejaar 2005 en gecorrigeerd naar koopkrachtpariteit).

Bron: MIRA (VMM) op basis van [www.odyssee-indicators.org](http://www.odyssee-indicators.org), Eurostat en SVR

Figuur 19 geeft per land en per jaar de verhouding weer van de energie-intensiteiten in respectievelijk figuren 17 en 18. De meeste West-Europese landen laten een eerder schommelend tot licht stijgend verloop zien. Zo'n stijging betekent dat ze gaandeweg iets minder primaire energiebronnen nodig hebben om in hun finale energiebehoefte te voorzien. Dit kan door de energieverliezen in de energiesector te beperken<sup>35</sup>.

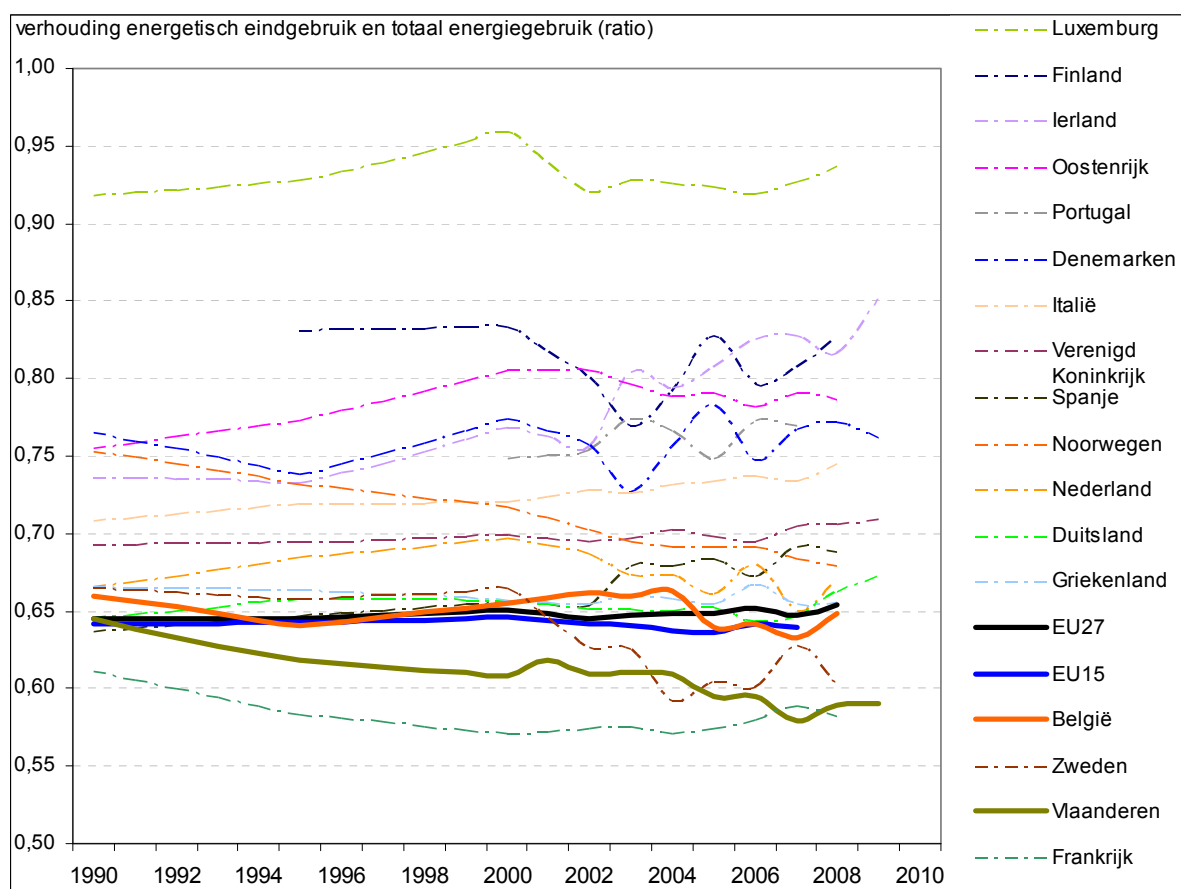
Luxemburg scoort hier uitzonderlijk hoog, maar dit valt te verklaren door het feit dat het bijna alle geraffineerde petroleumproducten invoert en zelf maar instaat voor een derde van de eigen stroombehoefte (Eurostat, 2010<sup>36</sup>). Dat maakt dat er nauwelijks nog transformatieverliezen voor rekening van Luxemburg zelf geboekt worden. Vlaanderen scoort daarentegen systematisch minder goed dan België omdat alle raffinaderijen in Vlaanderen geconcentreerd zitten (evenals het gros van het niet-energetisch energiegebruik). Vlaanderen is dan ook een netto exporteur van geraffineerde petroleumproducten: 23 % van de bruto productie aan geraffineerde petroleumproducten werd niet in Vlaanderen zelf gebruikt. Frankrijk, dat zich de laatste jaren in de buurt van Vlaanderen bevindt op de grafiek produceert dan weer heel wat meer stroom dan het zelf verbruikt: in 2008 bedroeg de netto uitvoer van stroom door Frankrijk 10 % van de inlandse stroomproductie (Eurostat, 2010<sup>37</sup>). Over het algemeen scoren landen met een groot aandeel nucleaire stroomproductie vrij laag, landen met een hoog aandeel waterkracht en/of WKK eerder hoog.

<sup>35</sup> Ook het niet-energetisch gebruik van energie in de industrie speelt een rol in die verhouding, maar veranderingen in dit niet-energetisch energiegebruik zijn niet te zien als veranderingen inzake energie-efficiëntie.

<sup>36</sup> Eurostat, Energy – Yearly statistics 2008, 2010 Edition

<sup>37</sup> Eurostat, Energy – Yearly statistics 2008, 2010 Edition

Figuur 19: Verhouding energetisch eindgebruik en totaal energiegebruik vergeleken voor Vlaanderen en verschillende Europese landen (EU27, 1990-2009)



koe/euro2005p: kilogram olie-equivalent per eenheid BBP (uitgedrukt in kettingeuro's met referentiejaar 2005 en gecorrigeerd naar koopkrachtpariteit).

Bron: MIRA (VMM) op basis van [www.odyssee-indicators.org](http://www.odyssee-indicators.org), Eurostat en SVR

#### 4.3.3.2 Koolstof-intensiteit

Tabel 4 toont de *koolstofintensiteit* – nu uitgedrukt als de emissie van enkel CO<sub>2</sub> door de verbranding van fossiele brandstoffen per eenheid bruto binnenlands product in US dollarprijzen van 2005 – van België, de buurlanden, Japan en de Verenigde Staten, van 1995 tot 2008. Frankrijk kent de laagste koolstofintensiteit van de beschouwde landen, de Verenigde Staten de hoogste. Voor Frankrijk speelt zeker het hoge aandeel nucleair geproduceerde elektriciteit een grote rol. Ook België heeft een vrij hoog aandeel kernenergie in de stroomproductie, maar het effect daarvan wordt tegengewerkt door de relatief hoge concentratie aan raffinaderijen en petrochemische installaties in ons land.

Tabel 4: Evolutie van de koolstofintensiteit in België, de buurlanden, Japan en de Verenigde Staten (in metrieke ton CO<sub>2</sub>-eq per miljoen US dollars2005) (1995, 2000, 2005-2009)

land	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009
US	585	522	474	456	455	441	421
NL	454	412	421	409	377	357	371
BE	459	425	400	368	356	386	352
DE	364	316	305	295	279	276	269
LU	380	286	335	316	291	279	257
JA	274	281	272	267	264	258	249
UK	329	278	256	250	237	235	228
FR	216	203	193	190	188	190	181

US=Verenigde Staten, BE=België, FR=Frankrijk, DE=Duitsland, LU=Luxemburg, NL=Nederland, UK=Verenigd Koninkrijk, JA=Japan.

Bron: Energy Information Administration, International Energy Annual 2010

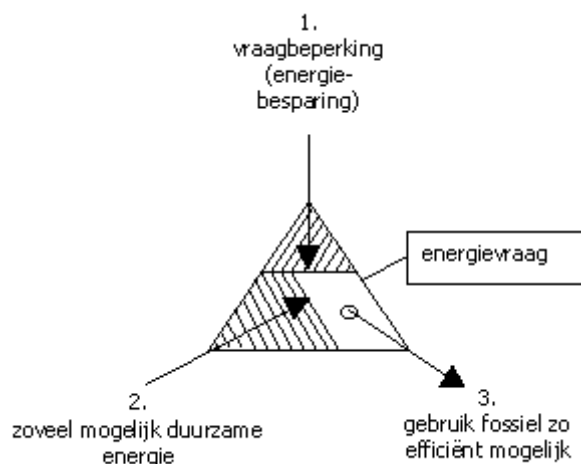
#### 4.4 Rationeel energiegebruik (REG) 2010

Laatst bijgewerkt: oktober

##### 4.4.1 Trias Energetica

De Technische Universiteit (TU) Delft ontwikkelde een strategie voor het bereiken van een zo duurzaam mogelijke energievoorziening. Deze strategie staat bekend onder de naam 'Trias Energetica'.<sup>38</sup>

Figuur 20: Trias Energetica



Bron: [http://www.duurzame-energie.nl/de/de/de\\_triasenergetica.html](http://www.duurzame-energie.nl/de/de/de_triasenergetica.html)

De Trias Energetica bestaat uit 3 stappen:

1. Beperk het energiegebruik door beperking van de vraag (energiebesparing);
2. Gebruik duurzame energiebronnen (zon, wind, biomassa, bodemwarmte, enz.);
3. Gebruik eindige energiebronnen efficiënt (hoog rendement).

Men moet een bepaalde volgorde respecteren: eerst stap 1; voor de energie die toch nodig is stap 2; en voor het resterend energiegebruik stap 3. Het principe is dat stap 1 de meest en stap 3 de relatief minst duurzame is.

<sup>38</sup> Het begrip, toen nog Trias Energica genoemd, werd in 1996 geïntroduceerd door Novem (E. Lysen). Als strategie is dit uitgewerkt door TU Delft (C. Duijvestein).

## 4.4.2 Doelstellingen rond energiebesparing

### 4.4.2.1 Europese doelstellingen

Het *Groenboek inzake energie-efficiëntie "Meer doen met minder"* (COM (2005) 265 final), opgesteld door het Directoraat-generaal Energie en vervoer van de Europese Commissie, bevat een groot aantal opties en ideeën om het eindgebruik van energie in 2020 met 20 % te verminderen. Kosteneffectieve ingrepen omvatten in het Groenboek twee deelgebieden: enerzijds de invoering van energie-efficiënte technologieën (de beste technologieën om minder energie te gebruiken zoals de vervanging van oude verwarmingsketels door condenserende ketels of het gebruik van spaarlampen); en anderzijds veranderingen in het bewustzijn en het gedrag van de consument (zoals meer openbaar vervoer gebruiken of de thermostaat een graadje lager zetten). Als we rekening houden met de verwachte groei, dan zouden deze ingrepen de EU-25 terugbrengen naar het energieconsumptiepeil van 1990 (wat overeenkomt met een energiebesparing van gemiddeld 1,5 % per jaar). De helft van deze besparingen kan men realiseren door de volledige implementatie door de lidstaten van de bestaande Europese wetgeving inzake gebouwen, huishoudapparaten en energiediensten. In het groenboek wijst de Europese Commissie er uitdrukkelijk op dat veel officiële EU-maatregelen voor het vaststellen van nieuwe energie-efficiëntienormen voor de lidstaten (zoals de richtlijn over energie-efficiëntie bij het eindgebruik, de gebouwenrichtlijn, de WKK-richtlijn en de emissiehandelrichtlijn) nog niet de tijd hebben gehad om enig effect te sorteren. De andere 10 % moet men bereiken door zijn verbeelding te gebruiken en proactief te handelen, maar hiervoor zullen mensen hun gedrag moeten wijzigen. De Commissie beoogt een aantal nieuwe maatregelen zoals jaarlijkse nationale actieplannen inzake energie-efficiëntie, betere voorlichting van de burgers en een efficiëntere toepassing van het principe dat de vervuiler betaalt. De mogelijkheden voor een efficiënter energiegebruik omvatten alle sectoren van de maatschappij, van transport en gebouwde omgeving over industrie, handel & diensten en huishoudens tot energieproductie. Alle niveaus van de samenleving hebben hun rol, van nationale, regionale en lokale besluitvormers tot banken, internationale instellingen en particulieren. De mogelijkheden die in het groenboek worden uiteengezet zouden Europa in zijn geheel zowat 60 miljard euro kunnen besparen op zijn energiefactuur en individuele gezinnen een jaarlijkse besparing van 200 à 1 000 euro kunnen opleveren.

De huidige Europese doelstellingen inzake energiebesparing vinden we terug in Richtlijn 2006/32/EG<sup>39</sup>. Het doel van deze richtlijn is het verhogen van de energie-efficiëntie bij het eindgebruik door gebruik te maken van een aantal operationele maatregelen. De richtlijn verplicht lidstaten om de groei en levensvatbaarheid van de energiedienstenmarkt te waarborgen en ervoor te zorgen dat er voldoende stimulansen, eerlijke concurrentie en gelijke kansen zijn voor andere marktdeelnemers dan energiedistributeurs, distributienetbeheerders en detailhandelaars in energie – bijvoorbeeld leveranciers van energiediensten, installateurs van energieapparatuur, energieadviseurs en energieconsultants – om onafhankelijk de energiediensten en energieaudits aan te bieden. De overheidssector is in dit voorstel van richtlijn vermeld als één van de (belangrijkste) doelgroepen. Teneinde de streefwaarde te bereiken kunnen de lidstaten gebruik maken van verschillende instrumenten, zoals bijvoorbeeld richtsnoeren voor overheidsaankopen, programma's voor de financiering van energie-efficiëntie, overwegingen in verband met energie-efficiëntie in overheidsinvesteringen, ... Een eerste Energie Efficiëntie Rapport (NEEAP) diende ingediend te zijn op 30/6/2007, een volgende wordt verwacht tegen juni 2011.

Als vervolg op het groenboek van de Europese Commissie van 08.03.2006 stelde de Europese Commissie op 10.01.2007 een uitgebreid pakket concrete maatregelen voor die samen het nieuwe energiebeleid voor Europa vormen. Het vertrekpunt voor het Europees energiebeleid is drievoudig: het *bestrijden van klimaatverandering*, het *beperken van de kwetsbaarheid door afhankelijkheid van ingevoerde energie* en het *stimuleren van groei en werkgelegenheid*. Het maatregelenpakket omvat een reeks ambitieuze doelstellingen inzake broeikasgas-emissies en hernieuwbare energie, en is erop gericht een echte interne markt voor energie tot stand te brengen en doeltreffende regelgeving aan te moedigen. De maatregelen omvatten o.a.:

- een plan voor prioritair interconnecties in de elektriciteits- en gasnetwerken van de lidstaten, zodat een Europees netwerk een realiteit wordt;

<sup>39</sup> Richtlijn 2006/32/EG van het Europees Parlement en de Raad van 05.04.2006 betreffende energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten en houdende intrekking van Richtlijn 93/76/EEG van de Raad (PB L 114 van 27.4.2006, blz. 64–85)



- het promoten van de duurzame opwekking van energie uit fossiele brandstoffen;
- een roadmap om hernieuwbare energiebronnen te promoten;
- een analyse van de situatie op het gebied van kernenergie in Europa;
- een werkplan voor een toekomstig Europees technologieplan inzake energie;
- een actieplan inzake energie-efficiëntie.

De Europese Raad verklaarde zich op 8 en 9 maart 2007 unaniem akkoord over de volgende doelstellingen voor 2020:

- vermindering van de broeikasgasemissies met 20 %, en zelfs met 30 % als ook landen buiten de EU een vergelijkbare inspanning doen;
- verhoging van de energie-efficiëntie met 20 %;
- aandeel van hernieuwbare energie van 20 %;
- verhoging van het gebruik van biobrandstoffen tot een aandeel van 10 % in 2020.

Deze doelstellingen zijn gekend als de 20-20-20 doelstellingen. In januari 2008 stelde de EU de wetgeving voor om deze doelstellingen te behalen. In december 2008 keurde het Europese Parlement en Raad dit 'Energie en Klimaat Pakket' goed, en in juni 2009 werd het bindend. Dit pakket omvat 4 grote complementaire delen:

- Emission trading systeem (EU-ETS) (*directives 2003/87/EC en 2009/29/EC*)
- Effort sharing decision, voor de sectoren die niet betrokken zijn bij het EU-ETS (*decision 406/2009/EC*)
- Bindende (nationale) doelstellingen voor hernieuwbare energie (*directive 2009/28/EC*)
- Carbon Capture and storage (*directive 2009/31/EC*)

In het kader van de Effort Sharing Decision (406/2009/EC) kreeg België als doelstelling een reductie van de broeikasgasemissies met 15 % in 2020 ten opzichte van 2005 voor de niet-ETS sectoren. Deze doelstelling is nog niet intern verdeeld tussen de gewesten en het federale niveau.

In het kader van Directive 2009/28/EC (promotie van hernieuwbare energie), heeft België een doelstelling van 13,0 % hernieuwbare energie in het totale bruto finaal energieverbruik in 2020. In 2005 bedroeg dit aandeel in België nog 2,2 %. Op 1 december 2010 diende België zijn eerste actieplan hernieuwbare energie (NREAP) in. Ook deze doelstelling is nog niet intern verdeeld tussen de gewesten en het federale niveau.

#### 4.4.2.2 Doelstellingen in Vlaanderen

Eind 2002 keurde het Vlaamse Gewest een energiebeleidsovereenkomst goed voor de industrie: het *benchmarkingconvenant*. Doel is de energie-efficiëntie van de bedrijven te verbeteren zonder nadelige impact op de concurrentiepositie. De aan het benchmarkingconvenant deelnemende bedrijven zijn goed voor meer dan 80% van het totale Vlaamse industriële eindgebruik aan energie. Jaarlijks worden de deelnemende bedrijven vergeleken met de wereldtop inzake energie-efficiëntie (energieverbruiken in functie van productievolumes). Een absolute doelstelling in termen van vermindering van het energieverbruik is er dus niet. In 2002 waren de deelnemende Vlaamse vestigingen globaal genomen reeds meer dan 10 PJ beter dan de wereldtop. Daar waar in 2007 alle deelnemende bedrijven samen reeds 26,3 PJ beter waren dan de wereldtop is deze voorsprong in 2008 gedaald tot 1 PJ. De reden is vooral de economische crisis, waardoor de productievolumes zijn gedaald, wat de energie-efficiëntie niet ten goede is gekomen. In 2009 was er zelfs een achterstand ten opzichte van de wereldtop van 6,8 PJ. (Commissie benchmarking Vlaanderen, 2009 en 2010).

Er is in Vlaanderen ook een *auditconvenant*. Dit convenant richt zich op de middelgrote energie-intensieve industriële bedrijven (0,1 t.e.m. 0,5 PJ), die buiten het toepassingsgebied van het benchmarkingconvenant vallen. Toegetreden bedrijven engageren zich om zich op energetisch gebied te laten doorlichten. In een eerste fase (vanaf toedreding ten laatste in december 2005 tot einde 2010) moeten ze dan alle rendabele maatregelen (met een interne rentevoet na belastingen van minstens 15 %) doorvoeren. In een tweede fase (vanaf 2010) dienen ook iets minder rendabele maatregelen genomen te worden (met een interne rentevoet na belastingen van minstens 13,5 %).

De toegetroeden bedrijven mogen rekenen op dezelfde tegenprestaties van de overheid als de benchmarkingbedrijven. In het jaarverslag 2009 van de auditcommissie Vlaanderen (november 2010) wordt een besparing gerapporteerd voor het jaar 2009 van 1024 TJ primaire energie (653 TJ elektrisch en 371 TJ brandstoffen), wat overeenstemt met een besparing van 49,1 kton CO<sub>2</sub>. Cumulatief werd er zo ongeveer 6,8 % primaire energiebesparing (ten opzichte van het primaire energieverbruik van 2005) gerealiseerd sinds de start van het convenant. In de 2<sup>de</sup> ronde van het convenant wordt een besparingspotentieel aan “zekere maatregelen” ter waarde van ongeveer 1,68 PJp of 4 % van het primaire energieverbruik in 2008 ingeschat. Dit zou dan aanleiding geven tot een bijkomende CO<sub>2</sub>-vermijding van ongeveer 83 kton.

In het kader van de *richtlijn 2006/32/EC*, heeft Vlaanderen in 2007 een eerste actieplan opgesteld. In dit plan wordt de Vlaamse energiebesparingsstreefwaarde voor 2016 bepaald op 9 % van het finaal binnenlands energieverbruik dat binnen de toepassing van de richtlijn valt (oa. zonder de bedrijven die onder het emissiehandelssysteem van Europa vallen. In Vlaanderen komt de groep van bedrijven onder het emissiehandelssysteem grosso modo overeen met de bedrijven die onder het benchmarkconvenant vallen, met uitzondering van de elektriciteitssector). In totaal is de besparingsdoelstelling op 16 958 GWh finaal bepaald in 2016. Er werd geopteerd voor een evenredige spreiding van de inspanningen over de looptijd. In het plan zijn ook de maatregelen beschreven om de doelstelling te bereiken:

- Maatregelen in de huishoudelijke sector:
  - EPB-eisen woningen en appartementen
  - REG openbare dienstverplichtingen voor de elektriciteitsnetbeheerders voor hun huishoudelijke klanten
- Maatregelen in de sector handel & diensten:
  - EPB-eisen gebouwen
  - REG openbare dienstverplichtingen voor de elektriciteitsnetbeheerders voor hun niet-huishoudelijke klanten
  - Subsidies voor energiebesparende projecten in de welzijns- en gezondheidssector
  - Subsidies voor rationeel energieverbruik in bestaande schoolgebouwen
- Maatregelen in de industrie (binnen toepassingsgebied):
  - auditconvenant
  - REG openbare dienstverplichtingen voor de elektriciteitsnetbeheerders voor hun niet-huishoudelijke klanten
- Maatregelen in de landbouwsector: subsidies voor energiebesparende maatregelen in de land- en tuinbouw (glastuinbouw)
- Maatregelen in de transportsector:
  - Maatregelen die de mobiliteitsvraag beheersen of die een verschuiving inzake vervoerswijzekeuze bewerkstelligen
  - Uitbouw van een milieuvriendelijker wagenpark door het aanpassen van de verkeersbelasting
- Horizontale of sectoroverschrijdende maatregelen: stimuleren van WKK door Warmtekrachtcertificaten

Daarnaast zijn er nog een reeks maatregelen voorzien, die de voorbeeldrol van de overheid moeten uitwerken.

Volgens een eerste inschatting in het actieplan van 2007, kan met de hoger genoemde maatregelen besparing van 18 174 GWh<sup>40</sup> finaal behaald tegen 2016.

Voor de indiening van het 2<sup>de</sup> actieplan tegen juni 2011, voorziet de Europese Commissies methodologiën, zowel bottom-up als top-down, om de energiebesparing aan te kunnen tonen.

---

<sup>40</sup> Het potentieel van de maatregelen ligt dus wat hoger dan de doelstelling van 16 958 GWh besparing die eerder in de tekst staat vermeld (veiligheidsmarge).

Voor doelstellingen en maatregelen rond WKK en hernieuwbare energie, verwijzen we naar hoofdstuk 9.

## B. Beschrijving van de energiesector

### 5 Afbakening van de sector

Laatst bijgewerkt: februari 2011

Tabel 5 toont – op basis van de NACE-BEL 2008 activiteiten nomenclatuur – de deelsectoren waaruit de energiesector bestaat.

Tabel 5: De deelsectoren van de energiesector, op basis van de NACE-BEL 2008 activiteiten nomenclatuur

NACE-code	NACE- benaming	deelsector
5.000	Winning van steenkool en bruinkool	winning fossiele energie
6.000	Winning van aardolie en aardgas	winning fossiele energie
9.100	Ondersteunende activiteiten in verband met de aardolie- en aardgaswinning	winning fossiele energie
19.100	Vervaardiging van cokesovenproducten	cokesproductie
19.200	Vervaardiging van geraffineerde aardolieproducten	petroleumraffinaderijen
(20.530)	(Vervaardiging van etherische oliën)	productie/raffinage van biobrandstoffen*
35.100	Opwekking, transmissie en distributie van elektriciteit	elektriciteit & warmte
35.200	Productie en distributie van gas	aardgas
35.300	Productie en distributie van stoom en gekoelde lucht	elektriciteit & warmte

\* Er bestaat nog geen specifieke NACE-code voor de productie of raffinage van biobrandstoffen. Enkel de vervaardiging van bio-ethanol via gisting wordt vermeld onder code 20.140, maar de andere biobrandstoffen (PPO, biodiesel e.a.) komen nergens aan bod. Voorlopig hanteert VMM als overkoepelende code voor productie en raffinage van biobrandstoffen de code 20.530. Het vermengen van biobrandstoffen met fossiele brandstoffen valt onder de code 19.200.

Er vonden geen activiteiten plaats in de beschouwde periode 1990-heden in Vlaanderen in de deelsectoren met NACE-codes 6.000 en 9.100. We laten deze deelsectoren verder buiten beschouwing.

#### 5.1 Winning van steenkool en bruinkool

In Vlaanderen werd nooit bruinkool gewonnen. Wel telde Vlaanderen 7 steenkoolmijnen in de Kempen: Beringen, Zolder, Houthalen, Winterslag, Waterschei, Zwartberg en Eisden. Vanaf 1957 werden deze mijnen verlieslatend. Houthalen werd op 27.04.1964 overgenomen door Zolder. Zwartberg werd op 01.10.1966 gesloten. De vijf resterende steenkoolmijnen, allen zwaar verlieslatend, gingen in 1967 op in de n.v. Kempense Steenkolenmijnen (KS), die de exploitatie met staatssteun verderzette. In 1986 beslist de Belgische regering tot de sluiting van de KS. Waterschei sloot op 10.09.1987, Eisden op 18.12.1987, Winterslag op 31.03.1988 (foto 1), en Beringen op 28.10.1989. De laatste *ondergrondse* steenkool werd in Vlaanderen op 30.09.1992 te Zolder naar boven gebracht.

Toen in 1966 de koolmijn van Zwartberg werd gesloten, was er nog weinig of geen belangstelling voor industrieel erfgoed. Enkel het administratiegebouw bestaat nog en wordt gebruikt als provinciaal opleidingsinstituut voor ambtenaren. Het mijnterrein van Zwartberg werd versnipperd tot kleine industriegronden en de rest werd bedekt met steenpuin van de nv Echo. De opvolger van de KS, de nv Mijnen, kreeg als taken het saneren van de overige mijnterreinen, het slopen van de onbruikbare gebouwen en productie-installaties, en het renoveren van de waardevolle gebouwen. Het betreft 6 mijnterreinen met een totale oppervlakte van ongeveer 1 129 ha, verspreid over de gemeenten Beringen (144 ha, 26 beschermde gebouwen), Zolder (267 ha, 6 beschermde gebouwen), Houthalen (19 ha, 2 beschermde gebouwen), Winterslag (183 ha, 11 beschermde gebouwen), Waterschei (317 ha, 5 beschermde gebouwen) en Eisden (199 ha, 3 beschermde gebouwen).

Met de vroeger gebruikelijke wintechnieken was het niet mogelijk *alle* kolen af te scheiden van het gedolven materiaal. Het restproduct werd bovengronds opgehoopt, meestal in de vorm van

afvalbergen (steenbergen, steenstorten, mijnheuvels of 'terrils'). Inmiddels is de techniek zover gevorderd dat men de resterende kolen (ongeveer 10 %) alsnog uit het mijnafval kan winnen:

- De firma [WARD](#), een vestiging van de groep [ECHO](#), recupereerde van 1982 tot 1999 steenkool uit de terril van *Zwartberg* bij Genk. De steenkool werd verkocht aan de elektriciteitscentrales van Electrabel te Waterschei en Mol. De kernactiviteit van WARD is de ontginning van grind- en zandgroeven (voor 1982 won Ward reeds rode schiste uit de mijnterril van Zwartberg, gebruikt als siergrind en als basisproduct voor vloerelementen in gewapend beton). Het grind en zand wordt gebruikt voor de productie van beton. WARD heeft de terreinen met de terril en de slibbekkens/vijvers van 1997 tot 2001 gesaneerd. De stad Genk keurde op 30.06.2003 een voorlopig B.P.A. goed om de gesaneerde terril en omgeving te ontwikkelen als bedrijventerrein. Het openbaar onderzoek dat hierop volgde leverde dermate bezwaren op dat besloten werd het dossier aan te passen. De definitieve goedkeuring van het gewijzigd BPA werd behandeld op de gemeenteraad van 19.05.2005.
- Een groot deel van de ongeveer 800 000 ton 'schlamm' (de fijne koolrijke fractie verkregen na het 'wassen' van de gewonnen steenkool) die in de loop van 20 à 30 jaar werd gestockeerd op 25 ha van het mijnterrein te *Zolder*, werd van 1996 tot 1999 gevaloriseerd als brandstof.
- De firma [EXTERBEL](#) heeft als kernactiviteit een aantal kolenwasserijen om uit afvalbergen van mijnen in België steenkool te winnen, die een aantal elektriciteitscentrales van Electrabel als brandstof gebruiken. Exterbel zorgt ervoor dat de kolenbergen van weleer in overleg met de lokale overheden worden omgevormd tot natuurgebieden. [LIMCOAL](#), een dochtermaatschappij van Exterbel, is in 1996 begonnen met het terugwinnen van kolen uit de oudste terril in *Winterslag* (Genk). De gewonnen steenkool ging naar de Waalse centrale te Monceau en naar de centrale van Mol<sup>41</sup>.

Limcoal heeft in 2006 de recuperatie van steenkool uit de mijnterril van Winterslag stopgezet. De Limcoal-site in Winterslag wordt omgevormd tot een fiets- en wandelgebied met horeca en bijkomende faciliteiten (HBVL, 25.08.2006). De sector van de steenkoolwinning in Vlaanderen (Winterslag) heeft hierdoor effectief opgehouden te bestaan in 2006.

## 5.2 Vervaardiging van cokesovenproducten

De deelsector 'Vervaardiging van cokesovenproducten' bestond in Vlaanderen voor de periode 1990-1996 enkel nog uit het bedrijf Carcoke Zeebrugge te Zwankendamme, langs het zeekanaal Brugge-Zeebrugge in de Zeebrugge achterhaven. Op 19.10.1995 hief de West-Vlaamse deputatie de milieuvergunning op en op vrijdag 31.05.1996 werden de activiteiten van Carcoke Zeebrugge definitief stopgezet.

Carcoke Zeebrugge maakte deel uit van de NV Carcoke<sup>42</sup>, die in België 3 cokesfabrieken uitbaatte (Brussel, Zeebrugge en Tertre). De NV Carcoke ging in 1999 in vereffening. De 3 gewesten (Brussel, Vlaanderen en Wallonië) bereikten in 2002 een akkoord met de vereffenaar. De gewesten kregen de terreinen voor één symbolische euro, maar moesten zelf de sanering betalen. Het terrein in Zeebrugge is ongeveer 15 hectare groot en vooral vervuild met zware metalen. OVAM moet ambtshalve instaan voor de sanering van de site. De Stichting Industrieel en Wetenschappelijk erfgoed (SIWE) en de Vlaamse Vereniging voor Industriële Archeologie (VVIA) hebben lang geijverd voor het behoud van dit industrieel landschap. De oudste nog aanwezige gebouwen en installaties (kolenmagazijn, stoomketelhuis, sulfaatfabriek, een aantal magazijnen) dateerden van voor de Eerste Wereldoorlog<sup>43</sup>. Environmental Resources Management (ERM) voerde in 2003 – in opdracht van de OVAM – een onderzoek uit naar de erfgoedwaarde van de site. Herbesteding met behoud van de huidige gebouwen en installaties was volgens VVIA een haalbaar alternatief<sup>44</sup>. De Vlaamse minister van monumentenzorg ging in januari 2004 niet in op de vraag van VVIA om de leegstaande cokesfabriek van Carcoke te beschermen en op een alternatieve manier te saneren. Het slopen van de gebouwen (exclusief sanering van de bodem) kost 8,5 miljoen euro (exclusief BTW) en moest rond zijn eind 2005. Op zaterdag 30.10.2004 luidde het oplazen van de eerste schoorsteen (70 meter

<sup>41</sup> LIMCOAL heeft in 1996 een waarborg gesteld ten bedrage van 1.611.307,90 euro voor de sanering. De stad Genk kan na beëindiging van de exploitatie de terril aankopen aan 5 eurocent/m<sup>2</sup>. Voorstel geformuleerd bij brief van nv LIMCOAL, d.d. 28.06.1996. Bron: Gemeenteraad van de stad Genk, 20.03.2003

<sup>42</sup> Fusie in 1975 van de Fours à Coke de Zeebruges (dochter van Solvay – Piette), de cokesfabriek van Marly te Neder-over-Heembeek, en de Carbonisation Tertre (Carcoke = Société Carolorégienne de Cokéfaction).

<sup>43</sup> Viaene, P.: S.O.S. *Carcoke Zeebrugge!*, in: [SIWE Nieuwsbrief, nummer 10, augustus 2003, p. 10.](#)

<sup>44</sup> SIWE, perstekst 22.12.2003

hoog) het definitieve einde in van de voormalige cokesfabriek van Zeebrugge. Op zaterdag 28.05.2005 ondergingen twee andere schoorstenen (30 en 40 meter hoog) en 5 gaswastorens (30 meter hoog) hetzelfde lot. Op zaterdag 10.09.2005 werd met de dynamitering van de laatste schoorsteen (70 meter) en de 50 meter hoge betonnen kolenbunker het einde van de milieukundige sloop van de oude cokesfabriek ingezet. Uit de 'lege' bunker werd nog 140 ton fijn kolenstof gehaald. De OVAM raamt de kostprijs van de sanering van de sterk vervuilde bodem op 37 miljoen euro. Men zal de grond tot 4 en op sommige plaatsen zelfs 6 meter diep moeten weggraven. In 2007 startte de sanering van de verontreinigde gronden en afvalstoffen. Op dinsdag 17.02.2009 werd een mobiele thermische grondreinigingsinstallatie in gebruik genomen. Deze installatie laat de efficiënte reiniging toe van gronden verontreinigd met koolteer, poly-aromatische koolwaterstoffen (PAK's), cyanides, minerale olie, gechloreerde solventen, pesticiden, zwavel en kwik. De machine reinigt ongeveer 30 ton per uur. Alles wat gesaneerd wordt, wordt meteen ook weer gerecycleerd. Tezelfdertijd wordt het grondwater gesaneerd, wat nog 10 jaar zal duren. De site zal toch tegen 2011 in gebruik worden genomen voor economische herontwikkeling (Krant van West-Vlaanderen, 17.02.2009).

De geïntegreerde cokesfabriek van Sidmar aan het zeekanaal Gent-Terneuzen wordt in de MIRA-publicaties volledig bij de industriesector gerekend, net als de rest van Sidmar.

### 5.3 Vervaardiging van geraffineerde aardolieproducten

Petroleumraffinaderijen zetten ruwe aardolie en halfafgewerkte producten van andere petroleumraffinaderijen om naar brandstoffen zoals vloeibare petroleumgassen (LPG), autobenzines, vliegtuigbrandstoffen, huisbrandolie, diesel en stookolie, en naar overige producten zoals nafta voor de petrochemische nijverheid, bitumen voor de bouwnijverheid, of diverse andere geraffineerde aardolieproducten zoals white spirit, vaseline, paraffine, enz.

De [Belgische Petroleumfederatie](#) (BPF) vertegenwoordigt de deelsector. BPF publiceert o.a. een jaarverslag.

Er zijn 5 Belgische petroleumraffinaderijen<sup>45</sup>, allen gevestigd te Antwerpen: [Esso Belgium](#), [Total Raffinaderij Antwerpen](#)<sup>46</sup>, [Belgian Refining Corporation](#) (BRC)<sup>47</sup>, [Petroplus Refining Antwerp](#)<sup>48</sup>, en [Petroplus Refining Antwerp Bitumen](#)<sup>49</sup>.

NACE 19.20 omvat niet enkel de vijf Antwerpse petroleumraffinaderijen, maar ook bedrijven die smeeroliën en -vetten uit aardolie (en afvalolie) produceren.

*Total* heeft in Ertvelde een fabriek van smeermiddelen, geproduceerd op basis van raffinagefracties door blending met additieven (productie: 145 000 ton/jaar, aantal producten: +/- 350). *ExxonMobil* heeft geen fabriek voor smeermiddelen in Vlaanderen<sup>50</sup>. *Belgian Shell* heeft in Gent productie-eenheden voor smeervetten en polymeer gemodificeerde bitumen. *BP Belgium* produceert smeermiddelen in Gent (Oil Plant Gent, capaciteit: 100 000 ton/jaar smeermiddelen) en in Antwerpen (Lubes Plant Antwerp<sup>51</sup>, capaciteit: 125 000 ton/jaar smeermiddelen, waarvan 80 % voor de scheepvaart). *Kuwait Petroleum (Belgium)* produceert en verkoopt smeermiddelen en vetten onder de merknaam Q8. Deze producten worden grotendeels geblend in Antwerpen-Kiel, waar Q8's grootste smeeroliefabriek van het concern is gevestigd. In het sterk geautomatiseerde blendingsproces worden additieven toegevoegd aan basisolie, waardoor zowel populaire en veel gebruikte producten (motor- en transmissieoliën) als zeer specialistische smeerolieproducten (zoals

<sup>45</sup> Texaco Belgium zette de activiteiten stop op 01.02.1982, Chevron op 01.09.1982.

<sup>46</sup> Nieuwe naam vanaf 25.06.2003. Van 1988 tot 2003 onder de maatschappelijke benaming Fina Raffinaderij Antwerpen (overname van SIBP door Petrofina). Van 1949 tot 1988 onder de maatschappelijke benaming 'Société Industrielle Belge des Pétroles' (SIBP).

<sup>47</sup> Vanaf 1948 tot 1982 onder de maatschappelijke benaming 'Albatros'. Voor 1948 was de maatschappelijke benaming Redeventza. De eerste raffinaderij werd opgericht in 1934 en was gelegen in het zuiden van de haven van Antwerpen. In 1966 startte Albatros met de oprichting van een grotere raffinaderij in het nieuwe havengebied ten noorden van Antwerpen. Deze raffinaderij trad in werking in 1968.

<sup>48</sup> Tot 1999 onder de maatschappelijke benaming 'Universal Refining'.

<sup>49</sup> Petroplus nam vanaf 01.03.2003 de activiteiten van de bitumenraffinaderij Nynas Petroleum over. De twee raffinaderijen vormden tot het midden van de jaren tachtig één raffinaderij (onder de maatschappelijke benaming 'Raffinerie Belge des Pétroles' of RBP) en worden als Petroplus Refining Antwerp opnieuw tot één petroleumraffinaderij geïntegreerd.

<sup>50</sup> ExxonMobil heeft wel een smeeroliemengfabriek in Pernis, Nederland.

<sup>51</sup> Producten nog altijd op de markt gebracht onder de naam 'Castrol', de naam van het bedrijf dat door BP werd overgenomen.

metaalbewerkingsoliën en ontkistingsoliën) ontstaan. **Texaco** heeft in Gent een onderzoekscentrum<sup>52</sup> (*ChevronTexaco Technology Ghent* in Zwijnaarde) en een smeeroliefabriek (*White Star Oil*<sup>53</sup> in Gentbrugge).

NACE-BEL 19.20 omvat voorts ook nog ‘de vervaardiging van producten voor wegbekleding’, waartoe de asfaltbedrijven behoren. Volgens een wat gedateerde studie<sup>54</sup> waren er in Vlaanderen in 2000 21 asfaltcentrales, die jaarlijks ongeveer 2,2 miljoen ton asfalt produceren. Een asfaltcentrale is een industriële installatie voor de productie van asfalt, een mengsel van minerale bestanddelen (stenen, zand en vulstof) met een bitumineus bindmiddel. Het wordt gebruikt in de wegenbouw, als verhardingslaag voor wegen, parkings, vliegveldpistes, e.d. Het bitumen dient als bindmiddel en is relatief de kostbaarste grondstof in het asfaltmengsel. Bitumen wordt verkregen bij de destillatie van aardolie in olieraffinaderijen. De asfaltsector is de belangrijkste afnemer van het bitumen, naast de producenten van bitumineuze dakdichtingsystemen (VITO, 2001). Bij veel asfaltproducenten opereert de asfaltinstallatie niet autonoom, maar vormt ze een onderdeel binnen de overkoepelende activiteit van wegenbouwaannemerij, een hoofdactiviteit die natuurlijk niet tot de energiesector behoort.

Naar onze mening horen ook autonome smeerolie- en asfaltbedrijven niet thuis in de energiesector. Het betreft immers bedrijven die (een deel van) de niet-energetische output van petroleumraffinaderijen gebruiken voor de productie van niet-energetische producten (smeerolie of asfalt). Men zou dan net zo goed een groot deel van de basischemie, waarin nafta (een ‘niet-energetische’ output van olieraffinaderijen) en aardgas worden gebruikt als grondstof (‘feedstock’) voor de productie van basicchemicaliën zoals etheen, propeen, ammoniak, e.d. ook bij de energiesector kunnen plaatsen.

#### 5.4 Productie en raffinage van biobrandstoffen

Biobrandstoffen voor voertuigen – bio-transportbrandstoffen – worden gemaakt uit biomassa. De term ‘biomassa’ is een breed begrip, maar kan omschreven worden als “de biologisch afbreekbare fractie van producten, afvalstoffen en residuen van de landbouw (met inbegrip van plantaardige en dierlijke stoffen), de bosbouw en aanverwante bedrijfstakken, alsmede de biologisch afbreekbare fractie van industrieel en huishoudelijk afval”. Ten gevolge van het fotosynthesep proces bevat biomassa energie onder (bio)chemische vorm. Om bio-brandstoffen te maken bestaan een aantal technieken. Deze kunnen ingedeeld kunnen worden in 2 categorieën:

- *Fysische en fysisch-chemische conversie* omvat het fysisch voorbehandelen (versnipperen, verhakselen, verdichten of drogen) van de biomassa en het produceren van vloeibare brandstoffen uit biomassa via persing/extractie (bv. PPO of pure plantaardige olie verkregen door koude persing van koolzaad) en eventueel gevolgd door verestering (bv. tot biodiesel);
- *Biologische conversie* slaat op het produceren van vloeibare brandstoffen via fermentatie/hydrolyse. De fermentatie van suiker- en zetmeelhoudende landbouwgewassen zoals suikerbiet, suikerriet, tarwe, maïs of graangewassen leidt tot bio-ethanol.

Voor de eigenlijke beschrijving van de bedrijven die in Vlaanderen/België instaan voor de productie van biobrandstoffen verwijzen we naar § 9.3.3.

#### 5.5 Productie, transmissie en distributie van elektriciteit

De elektriciteitssector bestaat uit ondernemingen met als voornaamste doel de productie, het transportnetbeheer, het distributienetbeheer, de handel (‘trading’) en / of de levering (aan eindafnemers) van elektriciteit.

Naast de elektriciteitsbedrijven produceren ook de zogenaamde zelfproducenten en autonome producenten elektriciteit. *Zelfproducenten* zijn “ondernemingen die, naast hun hoofdactiviteit, zelf elektrische energie produceren die geheel of gedeeltelijk bestemd is voor eigen gebruik”, en *autonome producenten* “ondernemingen die in het kader van hun hoofdactiviteit, bv. afvalverbranding,

<sup>52</sup> De activiteiten omvatten o.a. onderzoek naar en ontwikkeling van motoroliën, brandstofadditieven, koelvloeistoffen en industriële smeermiddelen.

<sup>53</sup> In juli 2001 door Texaco overgekocht van Infineum.

<sup>54</sup> Vito (2001) Best Beschikbare Technieken (BBT) voor asfaltcentrales, A. Jacobs, L. De Bock\* en R. Dijkmans, Vito, Mol, November 2001.

elektrische energie produceren met als doel deze te verkopen aan derden”. Bedrijven die elektriciteit opwekken als nevenactiviteit zijn geen elektriciteitsbedrijven, en worden in de MIRA-publicaties besproken als onderdeel van andere (deel)sectoren.

De Beroepsfederatie van de Elektriciteitssector (BFE) vertegenwoordigde tot 2004 de elektriciteitssector. BFE publiceerde o.a. een jaarverslag, een beschrijving van ‘De elektriciteitssector in België’, een statistisch jaarboek, en een adressenlijst. De BFE werd ontbonden. De door de BFE uitgevoerde taken op het gebied van de productie en de levering van elektriciteit, evenals een deel van de activiteiten van het vroegere Verbond der Gasnijverheid (Figas) met betrekking tot de levering van aardgas, zijn overgedragen aan de FEBEG. De activiteiten i.v.m. de netten zijn overgedragen aan SYNERGRID.

- **FEBEG**, de **Federatie van Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven**, werd eind april 2004 opgericht, en is de (nieuwe) representatieve werkgeversorganisatie van de in België gevestigde gas- en elektriciteitsbedrijven (productie en levering);
- **SYNERGRID**, de Federatie van de Elektriciteits- en Gasnetbeheerders in België, is opgericht op 20.04.2005, en nam op 01.05.2005 de activiteiten in verband met de netten over van de Beroepsfederatie van de Elektriciteitssector (BFE) en van het Verbond der Gasnijverheid (FIGAS). Synergrid behartigt de gemeenschappelijke belangen van de beheerders van netten in België, van transmissie van elektriciteit (Elia), van vervoer van aardgas (Fluxys) en van de distributie van elektriciteit en aardgas (Distributienetbeheerders - DNB's).

Elektriciteitsbedrijven waren voor de liberalisering van de energiemarkten bijna overal ter wereld verticaal geïntegreerde bedrijven, die alle elementen van de keten (productie – transport – distributie – levering) voor een bepaalde zone in handen hadden, meestal met een wettelijk monopolie (voor de distributie) of met een dominante marktpositie. De liberalisering van de energiemarkten heeft hierin verandering gebracht (figuur 21).



Figuur 21: De elektriciteitsmarkt in Vlaanderen na de liberalisering

		Regulator	Bedrijfskolom	Marktpartijen		
F E D E R A A L	C R E G	Productie en invoer	Elektriciteitsbedrijven Electrabel, SPE, Essent, Aspiravi, Ecopower, Wase Wind, ...	Zelfproducenten	Zelfstandige producenten	Buitenlandse producenten
		Transport (transmissie)	Elia (autonome transportnetbeheerder of TNB)			
R E G I O N A A L	V R E G	Distributie	Gemengde DNB's Gaselwest, Imea, Imewo, Intergem, Intermosane, Iveka, Ivertek, Sibelgas [E ANDIS]	Zuivere DNB's Inter- energa, IVE G, WVE M [INFRAX]	PBE, AGEM, Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen, Distributienet Beheer Brussels Airport, Elia	
		Leveringen	Standaardleveranciers Electrabel Customer Solutions, Luminus	Anode, Echte Energie België, Ecopower, EDF Belgium, Electrabel, Electricité de France, Elektriciteitsbedrijf Merksplas, Endesa Energia, Eneco Energie International, E.ON Belgium, E.ON Sales & Trading, Essent Belgium, Lampiris, Nidra Handelscompagnie, Nuon Belgium, Reibel, SPE, Thenergo, Trianel Energie, Wase Wind		

CREG: Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas  
 VREG: Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt  
 DNB: Distributienetbeheerder

We bespreken eerst de liberalisering van de energiemarkten (elektriciteits- en gasmarkt), en daarna de huidige en toekomstige structuur van de elektriciteits- en gasector aan de hand van de bedrijfskolom: productie en invoer, transport, distributie en levering.

### 5.5.1 Vrijmaking van de energiemarkten (elektriciteit en gas)

Het Europees Parlement en de Raad van de Europese Unie keurden op 26.06.2003 de richtlijnen 2003/54/EG (hierna: de Elektriciteitsrichtlijn) en 2003/55/EG (hierna: de Gasrichtlijn) betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor respectievelijk elektriciteit en aardgas goed<sup>55</sup>. Deze richtlijnen moesten uiterlijk tegen 01.07.2004 door de lidstaten in nationaal recht zijn omgezet.

De belangrijkste principes van de elektriciteits- en gasrichtlijn zijn:

- de volledige opening van de elektriciteits- en gasmarkt voor alle niet-huishoudelijke gebruikers ten laatste op 01.07.2004, en voor alle gebruikers uiterlijk op 01.07.2007;
- “unbundling”: de boekhoudkundige, functionele en juridische scheiding tussen de activiteiten van de transportnetbeheerder (TNB) en de distributienetbeheerder (DNB) enerzijds en de productie en levering anderzijds. De “unbundling” moet een niet-discriminerende toegang tot het net waarborgen en belangenconflicten vermijden;
- de algemene toepassing van het principe van de gereguleerde toegang van derden tot de transport- en distributienetten;
- het aanduiden van reguleringsorganen die onafhankelijk zijn van de elektriciteits- en gasector. Zij zorgen voor niet-discriminatie, daadwerkelijke mededinging en doeltreffende marktwerking;
- de mogelijkheid openbaredienstverplichtingen (ODV) voor te schrijven.

<sup>55</sup> Deze richtlijnen vervangen Richtlijn 96/92/EG respectievelijk 98/30/EG.

Als vervolg hierop vaardigde Europa in september 2009 vijf nieuwe wetteksten (richtlijnen en verordeningen) uit die deel uitmaken van het zogenaamde derde wetgevend pakket met betrekking tot de interne markt voor elektriciteit en aardgas. De nieuwe richtlijnen moeten door de lidstaten uiterlijk tegen 03.02.2011 worden omgezet in nationaal recht. De nieuwe verordeningen zijn eveneens van toepassing vanaf 03.02.2011. Doel van het derde pakket is de knelpunten die de marktwerking belemmeren weg te nemen, wat moet leiden tot “meer keuze, meer investeringen en meer veiligheid voor de Europese energiemarkt”. De centrale punten zijn (bron: [Europees Parlement](#)):

- het scheiden van levering en productie: De lidstaten zullen tussen drie opties moeten kiezen om levering en productieactiviteiten van gas en elektriciteit te scheiden, namelijk: ontvlechting van het gehele eigendom, een onafhankelijke systeembeheerder, of een onafhankelijke transmissiebeheerder. De plannen voor de gescheiden productie en levering van elektriciteit en gas moet leiden tot grotere concurrentie en meer investeringen in de infrastructuur;
- betere consumentenrechten: De nieuwe regels brengen voor de consument belangrijke verbeteringen met zich mee zoals het recht op het ontvangen van een gedetailleerd overzicht van het gas- en elektriciteitsgebruik en informatie over consumentenrechten. Het aanstellen van een Ombudsman voor energie of een consumentenorgaan is eveneens voorzien. De nieuwe wetgeving omvat speciale beschermingsmaatregelen voor kwetsbare energieconsumenten. De lidstaten moeten passende maatregelen nemen, zoals Nationale Energieactieplannen of steun in het kader van socialezekerheidsstelsels, om te waarborgen dat kwetsbare afnemers van elektriciteit voorzien blijven;
- energiesolidariteit in noodsituaties: De nieuwe regulering heeft ook tot doel om regionale solidariteit te bevorderen. Lidstaten moeten bij ernstige onderbrekingen van de gastoevoer samenwerken en nationale noodmaatregelen coördineren.

Als uitvloeisel van het derde pakket zijn twee belangrijke organisaties in het leven geroepen:

- Een organisatie van de Europese netwerkbeheerders (ENTSOE voor elektriciteit, opgericht op 19.12.2008, en ENTSOG voor gas, opgericht op 01.12.2009);
- Een Agentschap van samenwerkende toezichthouders (Agency for the Cooperation of Energy Regulators of ACER).

Het energiebeleid is in België een gedeelde bevoegdheid sinds de bijzondere wet van 08.08.1980 tot hervorming van de instellingen, gewijzigd door de bijzondere wet van 08.08.1988. De federale overheid is bevoegd voor *het nationaal uitrustingsprogramma in de elektriciteitssector; de kernbrandstofcyclus; de grote infrastructuren voor de stockering, het vervoer en de productie van energie; en de tarieven*. De gewestelijke overheden zijn bevoegd voor *de distributie en het plaatselijk vervoer van elektriciteit door middel van netten waarvan de nominale spanning lager is dan of gelijk aan 70 000 volt; de openbare gasdistributie; de aanwending van mijngas en van gas afkomstig van hoogovens; de netten van warmtevoorziening op afstand; de valorisatie van steenbergem; de nieuwe energiebronnen, met uitzondering van deze die verband houden met de kernenergie; de terugwinning van energie door de nijverheid en andere gebruikers; en het rationeel energiegebruik*.

De Elektriciteitsrichtlijn werd in Belgische wetgeving omgezet door:

- de (federale) wet van 29.04.1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (B.S. 11.05.1999) (hierna: de Elektriciteitswet);
- het Vlaams Decreet van 17.07.2000 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt (B.S. 22.09.2000) (hierna: het Vlaams Elektriciteitsdecreet);
- het Waals Decreet van 12.04.2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt (B.S. 01.05.2001) (hierna: het Waals Elektriciteitsdecreet);
- de Brusselse Ordonnantie van 19.07.2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (B.S. 17.11.2001) (hierna: de Elektriciteitsordonnantie).

De Gasrichtlijn werd in Belgische wetgeving omgezet door:

- de (federale) wet van 29.04.1999 betreffende de organisatie van de gasmarkt en het fiscaal statuut van de elektriciteitsproducenten' (B.S. 11.5.1999) (hierna: de Gaswet);
- het Vlaams Decreet van 06.07.2001 houdende de organisatie van de gasmarkt (B.S. 3.10.2001) (hierna: het Vlaams Gasdecreet);

- het Waals decreet van 18.12.2002 over de organisatie van de gewestelijke gasmarkt (B.S. 11.02.2003) (hierna: het Waals Gasdecreet);
- de Brusselse Ordonnantie van 01.04.2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, betreffende wegenisretributies inzake gas en elektriciteit en houdende wijziging van de ordonnantie van 19.07.2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (B.S. 28.06.2004) (hierna: de Gasordonnantie).

Deze basiswetgeving werd herhaalde malen gewijzigd. We verwijzen voor de details naar de websites van de regulatoren (zie verder).

De belangrijkste aspecten van de Belgische wetgeving zijn<sup>56</sup>:

- Productie en invoer: De elektriciteitsbedrijven produceren zelf elektriciteit, of kopen ze aan op de internationale elektriciteitsmarkten. België opteerde, zoals de meeste andere lidstaten, voor een vergunningsstelsel i.p.v. een aanbestedingstelsel. De gasvervoerders voeren al het aardgas in, omdat België geen aardgas produceert;
- Netbeheer (transport en distributie): De transportnetbeheerder (TNB) zorgt voor het transport<sup>57</sup> van elektriciteit langs het hoogspanningsnet, i.e. van de centrales naar het distributienet of tot bij de eindafnemers die rechtstreeks zijn aangesloten op het transportnet. De distributienetbeheerders (DNB's) brengen de elektriciteit van het transportnet tot bij de eindafnemers<sup>58</sup>. België opteerde, in overeenstemming met de Europese richtlijn, voor de aanduiding van één netbeheerder voor een bepaald gebied en bepaalde spanningsniveaus. De netbeheerder moet aan de betrokken netgebruikers (voor injectie en/of afname) toegang bieden tot zijn net tegen gereguleerde, transparante en niet-discriminerende voorwaarden. De federale overheid duidde [Elia](#) aan als Transmissienetbeheerder (TNB). Elia heeft een *wettelijk monopolie* wat betreft het transport (transmissie) van elektriciteit (> 70 kV) in België. Elia is voor de transmissienetten van 30-70 kV aangeduid als Distributienetbeheerder in Vlaanderen, en als Lokale respectievelijk Gewestelijke Transmissienetbeheerder in Wallonië en Brussel. Fluxys is aangeduid als enige beheerder van het vervoersnet en de opslaginstallaties voor aardgas. Fluxys vervoert het aardgas vanaf de landsgrenzen tot bij de ontvangstations van de distributienetbeheerders (DNB's) en tot bij de eindafnemers die rechtstreeks zijn aangesloten op haar vervoersnet. De DNB's brengen het aardgas van het vervoersnet tot bij de eindafnemers<sup>59</sup>. De distributienetbeheerders (DNB's) zijn in bijna alle gevallen de oude intercommunales die vóór de liberalisering van de energiemarkt de elektriciteit en/of het gas leverden;
- Leveringen: De energieleveranciers staan in voor de verkoop van elektriciteit en aardgas die ze zelf produceren of bij de producenten aankopen. Ze verzorgen ook de dienstverlening bij de verkoop van energie naar de eindafnemer. Elk leveringsbedrijf moet houder zijn van een leveringsvergunning (toegekend door de regulatoren, zie verder), en een toegangscontract hebben afgesloten met de netbeheerders. De eindafnemer kan in de vrijgemaakte markt zijn energieleverancier zelf kiezen. Hij sluit een leveringscontract af met de leverancier, en een contract met de distributienetbeheerder (DNB) van zijn regio voor aansluiting op het distributienet. De vrijmakingskalender verschilt naargelang de gewesten. De elektriciteits- en gasmarkten zijn in Vlaanderen helemaal vrij vanaf 01.07.2003 (tabel 6);
- Regulering: De lidstaten moeten mechanismen creëren voor de regulering en controle van de markt. De zogenaamde 'regulatoren' gaan na of alle spelers op de energiemarkten zich houden aan de wettelijke afspraken en kwaliteitsvereisten. De federale overheid opteerde voor de oprichting van een nieuwe federale reguleringsinstantie: de federale 'Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas' of de [CREG](#). De nieuwe regionale autonome reguleringsinstellingen of regulatoren zijn de 'Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt' ([VREG](#)) voor Vlaanderen; de 'Commission Wallonne pour l'Energie' ([CWAPE](#)) voor

<sup>56</sup> BFE, De elektriciteitssector in België, November 2003.

<sup>57</sup> I.v.m. elektriciteit spreekt men ook van 'transmissie', en i.v.m. aardgas van 'vervoer'. We gebruiken voortaan 'transport' voor vervoer van elektriciteit tegen hoge spanning, en 'vervoer' voor vervoer van aardgas onder hoge druk.

<sup>58</sup> Men maakte in de elektriciteitssector traditioneel een onderscheid tussen 'transmissie' ( $\geq 30$  kV) en 'distributie' ( $< 30$  kV). De (federale) Elektriciteitswet zegt dat "De gewesten zijn bevoegd voor de regionale aspecten van de energie, zoals de distributie en de lokale transmissie van elektriciteit via netten waarvan de nominale spanning lager ligt dan of gelijk is aan 70 kV" (Artikel 13). Het Vlaamse Gewest beschouwt alle netten  $\leq 70$  kV als distributienet, daar waar het Waalse en het Brusselse Hoofdstedelijke Gewest de netten 30-70 kV als lokale of gewestelijke transmissienetten beschouwen.

<sup>59</sup> Voor wat betreft aardgas is het wettelijk gezien niet volledig duidelijk waar het aardgasdistributienet begint.

Wallonië, en de Reguleringscommissie voor Energie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (BRUGEL) voor Brussel;;

- Openbaardienstverplichtingen (ODV): De lidstaten kunnen de vrije concurrentie inperken omwille van *sociale* (minimale leveringen aan wanbetalers), *ecologische* (bevordering van duurzame energie) of *strategische* (leveringszekerheid) overwegingen. De drie gewesten in België hanteren niet dezelfde principes op het gebied van o.m. rationeel energiegebruik (REG), de promotie van hernieuwbare energie en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (WKK).

De [federale ombudsdienst](#) voor energie is opgericht bij wet van 16.03.2007<sup>60</sup>. Deze ombudsdienst behandelt klachten over de elektriciteits- en aardgassector en bemiddelt in geschillen tussen gebruikers en de sector. De klanten van energieleveranciers kunnen bij de dienst terecht voor vragen over facturen, problemen bij de dienstverlening, onduidelijke vergoedingen, ... De ombudsdienst is pas operationeel vanaf 21.01.2010.

Tabel 6: *Vrijmakingskalender van de Vlaamse elektriciteits- en gasmarkt*

datum	elektriciteitsmarkt		gasmarkt	
	Klantensegment dat vrijkwam	% op totaal aantal afnemers <sup>(1)</sup>	Klantensegment dat vrijkwam	% op totaal aantal afnemers <sup>(1)</sup>
01.01.2002	Eindafnemers met een gebruik > 1 GWh per jaar	0,08 %	-	-
01.01.2003	Eindafnemers met een aansluitvermogen op het distributienet van meer dan of gelijk aan 56 kVA	1,13 %	Eindafnemers met een gebruik meer dan 1 miljoen m <sup>3</sup> (12 GWh) per jaar	0,02 %
01.07.2003	Alle resterende eindafnemers	98,79 %	Alle resterende eindafnemers	99,98 %

(1) Het aantal afnemers in het betreffende segment werd gerelateerd tot het aantal afnemers op 01.01.2004 zoals meegedeeld door de netbeheerders.

Bron: VREG

Door de fusie van Suez en Gaz de France op 02.09.2007 had deze groep nagenoeg 95 % van de groothandelsmarkt voor aardgas en bijna 90 % van de leveringsmarkt voor elektriciteit in België in handen.

De Europese Commissie heeft in België in juli 2007 antitrustprocedures ingeleid ten aanzien van GDF Suez (Electrabel) om te onderzoeken of de groep misbruik heeft gemaakt van zijn machtspositie op de Belgische elektriciteitsmarkt voor grote industriële gebruikers. Het baart de Commissie zorgen dat de algemene portefeuille van GDF Suez met exclusieve of bijna exclusieve overeenkomsten op lange termijn zou kunnen resulteren in significante marktafsluitende effecten op de Belgische elektriciteitsmarkten, omdat het hierdoor voor andere marktdeelnemers moeilijker wordt gemaakt om te concurreren om afnemers. Verscheidene verzoeken om inlichtingen zijn naar de groep gestuurd, maar de Commissie heeft over deze aangelegenheid nog geen definitief standpunt ingenomen. (Parlementaire Vragen, E-5463/09, E-5464/09, 18.12.2009)

In het kader van een onderzoek dat de Europese Commissie voerde naar de aardgasleveringscontracten van Distrigas op de Belgische markt, heeft Distrigas toezeggingen gedaan die garanderen dat in elk kalenderjaar gemiddeld 70 % van de door Distrigas geleverde aardgasvolumes aan industriële gebruikers en elektriciteitsproducenten in België voor concurrentie zal openstaan. In oktober 2007 aanvaardde de Europese Commissie deze toezeggingen.

## 5.5.2 Productie en invoer van elektriciteit

### 5.5.2.1 Productie van elektriciteit

De belangrijkste producenten in België (Vlaanderen) zijn Electrabel en SPE.

<sup>60</sup> De wet van 16.03.2007 tot wijziging van de wet van 12.04.1965 betreffende het vervoer van gasachtige en andere producten door middel van leidingen en van de wet van 29.04.1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (B.S. van 26.03.2007)

In 1905 wordt de “Elektriciteitsmaatschappij der Schelde” opgericht, de juridische voorvader van Electrabel. In 1956 fuseren de Elektriciteitsmaatschappij der Schelde en 3 andere vennootschappen tot Ebes. In de periode 1956 en 1976 komen door fusies tussen verschillende elektriciteitsbedrijven ook nog Intercom en Unerg tot stand. In 1990 hergroeperen Ebes en Intercom zich tot 1 privé-onderneming, waarbij op termijn de activiteiten van Unerg worden ingebracht. Ebes wordt omgedoopt tot Electrabel. In 1998 verwerft SUEZ alle nog uitstaande aandelen in de Generale Maatschappij van België, hoofdaandeelhouder van Tractebel, die op zijn beurt aandeelhouder is van Electrabel. Vanaf 2005 profileert Electrabel zich systematisch als behorend tot de SUEZ-groep.

SPE werd in 2008 overgenomen door het Britse Centrica. In 2009 werd de volledige participatie van Centrica in SPE overgenomen door het Franse EDF.

De eigendom van de productiecentrales van Electrabel en SPE was door hen, sinds 1995, ondergebracht bij CPTe of maatschappij voor de Coördinatie van Productie en Transport van Elektrische energie<sup>61</sup>. Electrabel had een aandeel van 91,5 % in CPTe, SPE een aandeel van 8,5 %. Eind 2003 beheerden deze twee *elektriciteitsbedrijven* – de privé producent [Electrabel](#)<sup>62</sup> (12 968 MWe) en de publieke producent [SPE](#) (1 600 MWe) – samen 93,3 % (of 14 568 MW) van het totaal netto ontwikkelbaar vermogen in België. CPTe werd op 20.06.2003 ontbonden met terugwerkende kracht tot 01.01.2003. SPE werd hierdoor volledig onafhankelijk van Electrabel eigenaar en beheerder van productie-installaties met een vermogen van 1 600 MWe.

De rest van het netto-ontwikkelbaar vermogen werd beheerd door de autonome (of zelfstandige) producenten en de zelfproducenten.

Het netto ontwikkelbaar vermogen van de elektriciteitsbedrijven in 2004 in België bedroeg 14 896,9 MWe, of 95,0 % van het totaal. In 2004 stelde Electrabel EDF haar aandeel in de kerncentrale Tihange 1 (481 MW) ter beschikking. Na het verdwijnen van BFE (zie infra) worden gegevens over netto ontwikkelbaar vermogen per type producent niet meer systematisch bijgehouden.

Electrabel had – in de context van de beslissing van de Raad voor de Mededinging van 04.07.2003 – zich ertoe verbonden om gedurende een overgangperiode tot 2008, maximaal 1 200 MW ter beschikking te stellen door de veiling (per opbod) van virtuele capaciteit (Virtual Power Plants of VPP's). In afwachting van het in werking treden van de veiling van virtuele productiecapaciteit, stelde Electrabel vanaf 01.08.2003 een capaciteit van 250 MW ter beschikking van haar concurrenten op het elektriciteitsnet.<sup>63</sup> Tabel 7 toont een aantal gegevens van de veilingen. De veilingen per opbod verlopen in verschillende rondes<sup>64</sup> en zijn beperkt in de tijd, waarbij Electrabel verschillende producten opgedeeld in twee groepen (basisvermogen en piekvermogen) aanbiedt. De producten hebben een verschillende duurtijd en diverse startdata. Na 7 veilingen had Electrabel 2 270 MW virtuele productiecapaciteit aangeboden, waarvan ongeveer 1 866 MW (of 82 %) daadwerkelijk is gekocht.

<sup>61</sup> De 'nieuwe' CPTe uit 1995 was een fusie van de 'oude' CPTe en GECOLI. De 'oude' CPTe werd opgericht in 1937, en had vooral een co-ordinerende rol tussen de diverse lokale productiemaatschappijen. CPTe nam in 1951 de eerste nationale 'dispatching' in dienst. GECOLI werd in de jaren '50 opgericht voor de bouw van lijnen van 150 en 220 kV, en in de jaren '70 van 380 kV.

<sup>62</sup> Electrabel maakt deel uit van Tractebel, internationaal actief op het vlak van energie en diensten in het kader van SUEZ.

<sup>63</sup> Electrabel, Persbericht, Brussel, 29 augustus 2003.

<sup>64</sup> De veilingen zijn van het type 'multi-round ascending clock auction'. Men stelt eerst voor elk product een lage minimumprijs vast, waarop de partijen kunnen bieden. Door die lage prijzen zal in de eerste ronde de vraag groter zijn dan het aanbod. Vervolgens worden de prijzen in stappen verhoogd, waarbij er geleidelijk meer vragers zullen afvallen, net zolang tot de vraag kleiner is dan het aanbod.



Tabel 7: Veilingen van virtuele productiecapaciteit (Virtual Power Plants of VPP's) door Electrabel (België, 2003-2005)

datum	verkochte basislast (MW)	pieklast (MW)	totaal (MW)	aantal rondes	aantal bidders	aantal VPP kopers	gekochte capaciteit (MW)	(%)
09.12.2003	167	83	250	9	18	7	230	92
25.02.2004	180	90	270	6	14	6	265	98
26.05.2004	170	85	255	7	15	9	240	94
03.09.2004	277	138	415	6	15	7	365	88
18.11.2004	300	150	450	5	16	9	275	61
16.02.2005	267	133	400	4	13	10	330	82,5
12.05.2005	167	83	250	5	15	6	180	72

Bron: Electrabel; European Derivatives Exchange, <http://www.endex.nl/vpp/public/>; vanaf 01.01.2006: <http://www.belpexvpp.be>

De overeenkomsten die Electrabel en SPE hebben afgesloten in toepassing van de Pax Electrica II werden in 2009 van kracht. Ze slaan op:

- De swap tussen een aandeel van 100 MW van SPE in de Franse centrale van Chooz en een aandeel van 100 MW van Electrabel in de Belgische centrale van Tihange;
- De overdracht door Electrabel aan SPE van een bijkomend aandeel van 250 MW productiecapaciteit in de kernreactoren van Doel 3 en 4 en Tihange 2 en 3.

Electrabel weigerde in 2009 om een ander luik van de Pax Electrica uit toe voeren, namelijk de levering van 285 MW aan SPE op de hub (volgens Electrabel omdat de goedkeuring van de Europese Commissie hiervoor ontbrak).

Electrabel heeft in 2009 – in het raam van de zogenaamde swapovereenkomst – aan E.On de eigendom van de centrales van Langerlo (556 MW) en Vilvoorde (385 MW) overgedragen en voor 770 MW trekkingsrechten toegekend, verdeeld over de kerncentrales Doel 1, Doel 2 en Tihange 1.

Essent Belgium levert sinds 2003 energie aan particuliere en zakelijke klanten, maar op het gebied van productiecapaciteit in Vlaanderen is Essent België voorlopig enkel eigenaar van een WKK-centrale te Antwerpen, waarbij de stoom wordt gebruikt door INEOS Oxide (een chemisch bedrijf). Essent werd in 2009 overgenomen door RWE. RWE is één van de grootste energieproducenten van Duitsland. RWE baat in een joint venture met Electrabel ook een STEG-centrale (de WKK-centrale van Zandvliet Power) uit op de site van BASF te Antwerpen.

Op het vlak van de productie van groene stroom zijn EGPF en Aspiravi de belangrijkste spelers. Electrabel Green Projects Flanders (EGPF) is een dochteronderneming van Electrabel. Aspiravi werd opgericht op 30.04.2002, uit een gezamenlijk initiatief van de aandeelhouders van de Vlaamse zuivere intercommunales Interelectra, IVEG, PBE en WVEM. Deze intercommunales participeren dus zelf niet rechtstreeks in Aspiravi, maar wel hun gemeenten. Aspiravi investeert in, realiseert en exploiteert projecten voor de productie van hernieuwbare energie (voornamelijk windenergieprojecten, biomassa-installaties en biogasmotoren).

Verder zijn er in Vlaanderen een aantal coöperatieve vennootschappen actief, die zich richten op de financiering van projecten voor de productie van groene energie (windkracht, waterkracht, biomassa en fotovoltaïsch). Voorbeelden van dergelijke vennootschappen zijn Ecopower (opgericht in 1991), Beauvent (2000), Wase Wind (2001) of Groenkracht (2006). Hun principe is eenvoudig: ieder coöperatielid is houder van een deelbewijs van de coöperatie. Een coöperatielid heeft recht op een stem op de algemene vergadering, een dividend van maximaal 6 % (wettelijke limiet) en/of een korting op de energiefactuur. Begin 2011 zijn er in België 7 erkende coöperaties (waaronder Ecopower en Beauvent), verenigd in de federatie Rescoop. Samen hebben ze een stroomproductiecapaciteit van 120 MW<sub>e</sub> en genereren ze jaarlijks een omzet van circa 30 miljoen euro (België).

#### 5.5.2.2 Invoer van elektriciteit

Naast productie in eigen land zijn er ook *stroomuitwisselingen* met enkele buurlanden (Frankrijk, Nederland, Luxemburg). In het verleden kaderden de uitwisselingen vooral in bilaterale

bijstandscontracten of wederzijdse participaties van producenten, om op die wijze het nodige reservevermogen beperkt te kunnen houden en de bevoorradingszekerheid te verhogen. Vandaag zijn ook andere actoren (leveranciers, traders, ...) betrokken bij deze transacties en wordt de grensoverschrijdende handel cruciaal voor het bereiken van de doelstelling van de ééngemaakte Europese markt.<sup>65</sup> De EU-verordening nr 1228/2003 (Publicatieblad 15.07.2003) over grensoverschrijdende stromen trad in werking op 01.07.2004. De verordening voorziet dat de netbeheerders elkaar compenseren voor transitstromen en de toegang tot grensverbindingen of interconnectielijnen regelen met marktconforme methodes.

Volgens Synergrid bedroeg in België in 2009 de invoer van elektriciteit 9 486 195 MWh (een daling met 45 % t.o.v. 2008), en de uitvoer 11 321 501 MWh (een stijging met 172 % t.o.v. 2008), voor een netto uitvoer van 1 835 306 MWh.

### 5.5.3 Transport (transmissie)

CPTÉ was ook eigenaar van de hoogspanningsnetten. Ten gevolge van de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt werd in 2001 de nv [Elia](#) opgericht, die het Belgisch hoogspanningsnet van 30 kV tot 380 kV beheert. In 2002 werd Elia officieel aangesteld als federaal transmissienetbeheerder, en ook als distributienetbeheerder in het Vlaamse Gewest voor het gewestelijke transmissienet 30-70 kV (zie ook distributie). De netten van het spanningsniveau 30-70 kV worden door Elia technisch als één geïntegreerd geheel geëxploiteerd samen met de hogere spanningsniveaus.

Bij de oprichting van Elia had CPTÉ een aandeel van 70%, en Publi-T (dat de gemeenten vertegenwoordigt) van 30 %. In 2005 bracht Electrabel 40 % van haar aandelen in Elia op de beurs, en in mei 2010 stapte Electrabel volledig uit Elia door de verkoop van haar resterende 11,7 % aandelen. Op 25.06.2010 was het aandeelhouderschap van Elia als volgt: Publi-T 45,37 %, Publipart 2,53 %, en "free float" 52,10 %.

De kernactiviteiten van Elia zijn:

- Infrastructuurbeheer: Het onderhoud en de ontwikkeling van het net, alsook de aansluiting van elektrische installaties op het net;
- Systeembeheer: Het verlenen van toegang tot het net op een vlotte, objectieve en transparante wijze, de levering van alle diensten voor de transmissie van elektriciteit, het opvolgen van de stromen op het net om over de goede werking te waken en het beheer de klok rond van het evenwicht tussen verbruik en productie van elektriciteit;
- Marktfacilitator: Het ontwikkelen van initiatieven om de werking van de elektriciteitsmarkt te verbeteren.

### 5.5.4 Distributie

De distributie was voor de liberalisering van de energiemarkten volledig in handen van gemeentelijke regieën of intercommunales (gemeenten of verenigingen van gemeenten die instonden voor de distributie van elektriciteit naar de bewoners van hun grondgebied)<sup>66</sup>. De gemeenten hadden hiervoor een wettelijk monopolie (wet van 10.03.1925).

De Vlaamse overheid eist een strikte scheiding van het beheer van het distributienet (technische activiteiten) enerzijds en de levering van elektriciteit (commerciële activiteiten) anderzijds. De distributienetbeheerder (DNB) moet zich beperken tot de specifieke opdrachten van het netbeheer, zoals exploitatie, onderhoud, herstellingen (stroompannes), uitbreiding en verbetering van het distributienet, het verzorgen van nieuwe aansluitingen en het aanpassen van bestaande aansluitingen op het distributienet, de installatie van meters en het opnemen van de meterstanden<sup>67</sup>, enz. Het beheer van het distributienet blijft een monopolieactiviteit. Op die manier wordt het bestaande net zo

<sup>65</sup> BFE, De elektriciteitssector in België, December 2002.

<sup>66</sup> Er waren in 2002 nog 3 gemeenten met een eigen elektriciteitsbedrijf: Essen, Izegem en Merksplas.

<sup>67</sup> De gemengde intercommunales-DNB's hebben de meteringopdracht uitbesteed aan het meterbedrijf Indexis. Een meterbedrijf is een onafhankelijke organisatie die de meetgegevens van eindafnemers verzamelt en ze in vertrouwen bewaart (alleen de klant en de energieleverancier mogen deze gegevens inkijken). De zuivere intercommunales-DNB's voeren de inzameling van de meetgegevens via hun eigen personeel uit. Om deze meetgegevens te verwerken en over te maken aan de markspelers, hebben de Vlaamse leden van INTER-REGIES een Clearing House (Publiclear) in het leven geroepen.

efficiënt mogelijk gebruikt en voorkomt men dat verschillende elektriciteits- en/of gasnetten naast elkaar worden aangelegd.

De distributienetbeheerders mochten vanaf 01.07.2003 niet langer elektriciteit of gas verkopen. De vergoeding voor het gebruik van het distributienet wordt opgenomen in de prijs voor de elektriciteit of gas die de leverancier aan zijn klanten aanrekent.

In het kader van de sociale openbaredienstverplichtingen moeten de DNB's elektriciteit blijven leveren aan residentiële gebruikers van wie het leveringscontract door hun leverancier werd opgezegd. De netbeheerder moet de afnemer op vol vermogen beleveren en mag pas een budgetmeter plaatsen bij een afnemer die zijn facturen aan de netbeheerder niet betaalt. Men kan een budgetmeter voor kleine bedragen met een elektronische kaart opladen. Als dit budget is opgebruikt, kan een gezin via een een budgetmeter of stroombegrenzer nog tot 10 ampère afnemen (minimale belevering), zodat het nooit zonder stroom komt te staan (behalve bij klaarblijkelijke onwil of fraude). De netbeheerder mag in de periode van 1 december tot 31 maart, en eventueel langer bij aanhoudende vorst, niet langer afsluiten<sup>68</sup>.

De distributienetbeheerders mogen geen elektriciteit produceren, met uitzondering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen of uit kwalitatieve WKK-installaties waarvan zij op 01.10.2006 eigenaar waren, maar *enkel* indien ze deze opgewekte elektriciteit gebruiken om het eigen gebruik en/of om de netverliezen te dekken (decreet van 19.05.2006, B.S. 20.06.2006).

De VREG wijst de distributienetbeheerders aan voor een periode van 12 jaar. In bijna alle gevallen zijn de distributienetbeheerders de oude intercommunales die vóór de liberalisering van de energiemarkten de elektriciteit en/of het gas leverden<sup>69</sup>. Er bestaan twee groepen netbeheerders: de gemengde netbeheerders (waarin Electrabel een participatie heeft) en de zuivere netbeheerders (waar enkel de gemeenten aandeelhouder zijn). De volledige lijst van distributienetbeheerders in het Vlaamse Gewest is te vinden op de website van de VREG (<http://www.vreg.be>).

Het Belgische **INTER-REGIES**, opgericht op 22.10.1955 (aanvankelijk onder de naam "Interpublic"), is de overkoepelende vereniging van de zuiver openbare elektriciteits-, aardgas- en kabeldistributiesector (AGEM, ETIZ, INTERELECTRA, IVEG, PBE en WVEM). De Vlaamse zuivere distributienetbeheerders WVEM, Interelectra en IVEG hebben op 07.07.2006 hun operationele activiteiten ondergebracht in **Infrac**.

Omwille van schaalvoordelen voerden de Vlaamse gemengde distributienetbeheerders (Gaselwest, Igao, lmea, lmewo, Intergem, lveka, lverlek en Sibelgas) een aantal taken collectief uit. Zij deden daarvoor een beroep op drie partijen: **GeDIS**, **Indexis** en Electrabel Netmanagement Vlaanderen (ENV). **GeDIS** (Gemeentelijk Samenwerkingsverband voor Distributienetbeheer) werd verantwoordelijk voor o.a. rationeel energiegebruik (REG) en budgetmeters. Indexis beheerde de metergegevens. Electrabel Netmanagement Vlaanderen zorgde voor de exploitatie van de distributienetten. In een volgende stap hebben de gemengde netbeheerders in 2006 hun operationele activiteiten in Vlaanderen ondergebracht in **Eandis** (de beginletters van elektriciteit, aardgas en netten + 'dis' van distributie). De gemengde intercommunales controleren 70 % van de aandelen Eandis. De resterende 30 % is in handen van Electrabel (privé-sector). Vanaf 05.06.2006 mogen producenten, leverancier, tussenpersonen en met die ondernemingen verbonden of geassocieerde ondernemingen alleen of gezamenlijk hoogstens 30 % van het kapitaal van een elektriciteitsdistributienetbeheerder bezitten.

Een aantal netbeheerders voert hun operaties nog steeds zelfstandig uit: AGEM, PBE, Elia, DNB Brussels Airport (DNB BA) en het Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen.

### 5.5.5 Levering (verkoop)

Voor de liberalisering van de energiemarkten gebeurde de levering van elektriciteit, behalve voor grote klanten<sup>70</sup>, door dezelfde gemeentebedrijven en intercommunales die ook instonden voor het

<sup>68</sup> Zoals gewijzigd via het besluit v/d Vlaamse Regering van 22.12.2006 (B.S. 31.01.07).

<sup>69</sup> De overige distributienetbeheerders zijn **PBE**, **AGEM** (Autonoom Gemeentebedrijf Elektriciteitsnet Merksplas), Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen, en **DNB Brussels Airport nv** als DNB voor het grondgebied van de luchthaven van Zaventem.

<sup>70</sup> De zeer grote elektriciteitsgebruikers, de zogenaamde 'directe klanten', werden rechtstreeks door de producenten bevoorrad.



distributienetbeheer. De levering of de verkoop van elektriciteit en gas is in de vrijgemaakte markt een concurrentiële activiteit geworden. De afnemers kunnen kiezen tussen diverse leveranciers, onder andere op basis van de prijs, de duur en de opzegbaarheid van het contract, de betalingswijze (betaling per maand, voorafbetaling of betaling via domiciliëring), de kwaliteit van dienstverlening (voorlichting, afhandeling van verzoeken om inlichtingen, behandeling van klachten) en de keuze uit groene of grijze stroom.

De verschillende elektriciteits- en aardgasleveranciers moeten eerst een vergunning aanvragen bij de VREG voordat ze op de Vlaamse energiemarkt actief mogen zijn (leveringen aan afnemers aangesloten op het distributienet). De VREG kan deze vergunning weer intrekken indien de leverancier zich niet aan de reglementen of afspraken houdt. In Vlaanderen werden de particuliere afnemers die geen contract hadden afgesloten met een leverancier voor 01.06.2003, sinds 01.07.2003 van elektriciteit en/of aardgas voorzien door de leverancier die door hun netbeheerder daartoe werd toegewezen. Deze leverancier noemt men de 'standaardleverancier'. De standaardleveranciers zijn Electrabel Customer Solutions (ECS), Luminus<sup>71</sup>, en het Elektriciteitsbedrijf Merksplas (EBEM)<sup>72</sup>.

*Tabel 8: Marktaandeelen (in %) van leveranciers uitgedrukt in geleverde elektriciteit (Vlaanderen, 2005-2009)*

leverancier	2005	2006	2007	2008	2009
Electrabel Customer Solutions	49,68%	49,89%	51,01%	50,88%	50,86%
Electrabel N.V.	20,12%	18,73%	19,57%	19,20%	18,02%
SPE	4,70%	19,01%	15,21%	13,92%	15,16%
Nuon Belgium	5,39%	5,89%	5,52%	5,42%	5,66%
E.ON Belgium	1,05%	1,86%	2,34%	2,90%	3,08%
Eneco België	0,01%	0,54%	1,46%	2,50%	2,75%
Essent Belgium	2,02%	2,33%	2,17%	2,18%	1,79%
Netbeheerders	0,11%	0,48%	0,61%	0,70%	0,84%
Overige	16,92%	1,27%	2,11%	2,30%	1,84%
<b>totaal</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Bron: VREG, marktrapport Vlaanderen, 2009

De Electrabel-groep blijft met een aandeel van 68,9% in Vlaanderen in 2009 de belangrijkste marktspeeler, gevolgd door SPE (15,2%) en Nuon (5,7%). Voor een overzicht van de geleverde hoeveelheden elektriciteit in Vlaanderen verwijzen we naar tabel 16 in § 8.3.

### 5.5.6 Trading

Elia, de Nederlandse energiebeurs APX, de Franse energiebeurs Powernext en de Nederlandse transmissienetbeheerder TenneT hebben op 07.07.2005 de Belgische elektriciteitsbeurs Belpex opgericht. Elia bezat tot 2010 60 % van de Belpex-aandelen, terwijl APX, Powernext, TenneT en de Franse transmissienetbeheerder elk 10 % in handen hebben. In 2010 nam de Brits-Nederlandse groep APX-Endex het belang van 60% van Elia over. Belpex biedt een platform aan voor de handel in elektriciteit te leveren tijdens de volgende dag. De marktpartijen voeren hun aankoop- en verkooporders (met inachtneming van bepaalde prijs- en volumebeperkingen) in voor elk uur van de volgende dag. Op het sluitingsuur bepaalt Belpex de marktprijzen en -volumes ('fixing' of 'matching'). Het snijdingspunt van de geaggregeerde aanbod- en vraagcurves bepaalt de 24 waarden van de marktprijs, het totale verhandelde volume en de volumes per marktpartij. De resultaten worden dan meegedeeld aan de marktpartijen. Bijkomende geaggregeerde informatie (algemene informatie en relevante indicatoren van de marktevolutie, zoals piekprijzen en dalprijzen) worden ook op de website gepubliceerd. De financiële afhandeling van de handel op Belpex wordt uitgevoerd door een centrale tegenpartij ('central counterparty'), die ook zorgt voor de waarborg van betaling. Opdat de energie kan worden geleverd, moeten de marktdeelnemers door Elia erkend zijn als 'toegangsverantwoordelijke

<sup>71</sup> Door de fusie van Luminus met SPE kan het marktaandeel van Luminus niet meer eenduidig worden bepaald.

<sup>72</sup> Ebem heeft in 2009 geen klanten meer die beleverd worden onder de standaardvoorwaarden. Alle klanten ondertekenden intussen een contract.

partijen' ('ARP's' of 'access responsible parties'), of een ARP aanduiden die de deelnemer binnen zijn ARP-perimeter aanvaardt.

## 5.6 Invoer, vervoer en distributie van gas

Gasbedrijven zijn ondernemingen met als voornaamste doel de productie (exploratie, ontginning, zuivering), de invoer, de opslag, het vervoernetbeheer, het distributienetbeheer, de handel ('trading') en de levering ('verkoop') aan eindafnemers van aardgas. Deze deelsector wordt sinds 2004 vertegenwoordigd door 2 organisaties:

- **FEPEG** (Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven) voor wat betreft de levering van aardgas. Informatie over de aardgassector is terug te vinden op de website van [gasinfo \(www.gasinfo.be\)](http://www.gasinfo.be);
- **SYNERGRID**, de Federatie van de Elektriciteits- en Gasnetbeheerders in België, voor de activiteiten i.v.m. de netten.

Figuur 22: De gasmarkt in Vlaanderen na de liberalisering

Regulator		Bedrijfskolom	Marktpartijen		
F E D E R A A L	C R E G	Productie en invoer	DISTRIGAS	Gaz de France, ...	Buitenlandse producenten
		Vervoer	FLUXYS		
R E G I O N A A L	V R E G	Distributie	Gemengde DNB's Gaselwest, Igao, Imewo, Intergem, Iveka, Ivertek, Sibelgas [ <b>EANDIS</b> ]	Zuivere DNB's Inter-energa, IVE G, WVE M [ <b>INFRA</b> X]	Intergas netbeheer
		Leveringen	Standaardleveranciers Electrabel Customer Solutions, Luminus	Distrigas, Dong Energy Sales, EDF Belgium, Elektriciteitsbedrijf Merksplas, ENECO Energie International, E.ON Belgium, E.ON Ruhrgas, Essent Belgium, Gaz de France, Lampiris, Nuon Belgium, RWE Energy Nederland, SPE, Thenergo, Wingas	

Bron: VREG

### 5.6.1 Productie en invoer van aardgas

Er is geen productie (winning) van aardgas in Vlaanderen of België.

Van oktober 1966<sup>73</sup> tot eind 2001 verzekerde één bedrijf – Distrigas – de aardgasbevoorrading van België en het Groothertogdom Luxemburg. Distrigas zorgde m.a.w. voor de inkoop, de invoer, het vervoer, de opslag en de verkoop van aardgas. Onder verkoop werden enkel de rechtstreekse leveringen aan de grote industriële gebruikers en de elektriciteitscentrales verstaan, en de leveringen

<sup>73</sup> In oktober 1966 voerde Distrigas de eerste kubieke meters aardgas uit Nederland in, dat onder hoge druk naar de centrale van Antwerpen werd gepompt vanwaar het naar Brussel werd doorgestuurd (Distrigas, Activiteitenverslag 2006).

aan de intercommunales die op hun beurt instonden voor de (openbare) distributie van aardgas aan de consumenten. Distrigas speelde ook een grote rol in de transit van aardgas naar Frankrijk, Spanje, Nederland, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk, waarbij de transitvolumes de verkochte volumes ruim overstegen.

In 2001 werd de vroegere, geïntegreerde aardgasonderneming Distrigas gesplitst in twee bedrijven: het nieuwe Distrigas en Fluxys. Distrigas is de *nieuwe* handelsonderneming die de bestaande naam heeft overgenomen. De voornaamste activiteiten van het nieuwe Distrigas zijn, naast de inkoop van aardgas, de aardgasverkoop en –trading (arbitrage op de spotmarten), de verkoop van internationale transit- (gasstromen van grens tot grens) en transportcapaciteit, en LNG-handel en shipping.

In 2008 werd de fusie tussen Suez en Gaz de France (GDF) voltrokken. Suez moest van de Europese Unie zijn belang van 57,25 % in Distrigas verkopen om toelating te krijgen voor die fusie. Eind 2008 werd de Italiaanse energiegroep Eni met de overname van het belang van Suez in Distrigas hoofdaandeelhouder van Distrigas. In 2009 verkocht de gemeentelijke holding Publigas zijn belang van 31,25 % in Distrigas aan ENI. Inmiddels is Eni Belgium, de Belgische dochter van de Italiaanse energiegroep, 100 % eigenaar van Distrigas. Distrigas blijft de merknaam voor de verkoop in de Benelux. Bijgevolg zijn vanaf 2009 de activiteiten van Distrigas volledig onafhankelijk van de groep GDF-Suez, zodat beide ondernemingen opereren als volwaardige concurrenten op de Belgische gasmarkt.

De inkoop van aardgas gebeurde in 2001 in België nog voor 99,9 % door Distrigas. In 2002 waren er slechts twee bedrijven die gas in België invoerden: Distrigas (98,5 % van de markt op jaarbasis) en Gaz de France (GDF). In 2004 gebeurde nog steeds meer dan 90 % van de invoer van aardgas door Distrigas, via haar historische langetermijninvoercontracten. In 2005 bedroeg het aandeel van Distrigas 86 %, van Gaz de France 10 %, en van Wingas 4 %. Distrigas en GDF samen hadden in 2004 en 2005 nog 96,2% respectievelijk 95,8% van de markt in handen, met Wingas als enige actieve concurrent. Tabel 9 toont de evolutie van de aandelen van de verschillende spelers op de vervoersmarkt van aardgas in België vanaf 2006.

Tabel 9: Aandelen (%) van de spelers op de vervoersmarkt van aardgas (België, 2006-2009)

bedrijf	2006	2007	2008	2009
Distrigas	80,5	78,2	72,4	70,0
GDF Suez	13,5	15,2	13,0	12,4
SPE	-	-	6,0	6,9
Wingas	6,0	6,0	6,6	6,0
Statoil	-	-	0,7	1,9
EDF	-	0,1	0,4	0,91
Eneco België	-	-	0,3	0,68
E.ON Belgium	-	-	.. <sup>(1)</sup>	0,03
Essent Energy Trading	-	0,5	0,6	0,64
<b>totaal</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>99,46</b>

<sup>(1)</sup> Aandeel van 0,02%

Bron: Creg en Vreg, Belgische energie- en gasmarkt, persmededelingen

Wingas is een joint venture tussen BASF-dochter Wintershall en het Russische Gazprom. In oktober 2006 kreeg Wingas de toestemming om een nieuwe pijplijn te bouwen die de site van BASF Antwerpen verbindt met het Nederlandse aardgasnetwerk. Vanaf 02.01.2007 levert de leiding gas aan drie grote gasgebruikers op de site: BASF Antwerpen, Air Liquide en Zandvliet Power (samen ongeveer 9 % van het totale aardgasgebruik in België). Wingas gaat vanaf 2010 samenwerken met Nuon België, dat zich zowel op bedrijven als huishoudens richt. Wingas streeft op termijn naar een aandeel van 10 % in de *totale* Belgische gasmarkt.

### 5.6.2 Vervoer van aardgas

In 2006 werden Fluxys en Fluxys LNG *voorlopig* aangeduid als de respectieve enige beheerder van de vervoers- en opslaginstallaties en van de LNG-installaties op de terminal van Zeebrugge. In 2010

werd Fluxys dan aangeduid als *enige* beheerder van het vervoersnet en de opslaginstallaties voor aardgas, en Fluxys LNG als *enige* beheerder van de LNG-installaties.

Fluxys heeft de volgende hoofdtaken:

- De verkoop van aardgastransportdiensten vanaf de grens tot bij de distributie-netbeheerders en de eindgebruikers aangesloten op het Fluxys-net (België);
- De verkoop van aardgastransportverwante diensten, gaande van dispatchingdiensten tot informatietechnologie en communicatiesoftware voor het beheer van aardgasstromen tussen bron en gebruiker;
- De verkoop van LNG-terminallingdiensten en aardgasopslagdiensten.

### 5.6.3 Distributie van aardgas

De aardgasdistributienetbeheerders hebben de openbaredienstverplichting om in hun leveringsgebied te zorgen voor een aansluitbaarheidsgraad in woongebieden en woonuitbreidingsgebieden van minstens 95 % in 2015 en 99 % in 2020 (met uitzondering van woongebieden met landelijk karakter).

Voor het overige verwijzen we naar distributie van elektriciteit.

### 5.6.4 Levering van aardgas

Electrabel/ECS en GDF SUEZ (het vroegere Gaz de France) hebben samen in Vlaanderen in 2009 een marktaandeel van 62,75%. Op ruime afstand volgen SPE (16%), Distrigas (7,5%) en Nuon (5,2%).

Het relatieve aantal aardgasafnemers dat door de netbeheerders wordt beleverd (nadat hun leveringscontract werd opgezegd) ligt aanzienlijk hoger dan bij elektriciteit.

Tabel 10: Marktaandelen uitgedrukt in geleverd aardgas in het betreffende kalenderjaar (Vlaanderen, 2005-2009)

aardgasleverancier	2005	2006	2007	2008	2009
Electrabel Customer Solutions	67,09%	63,16%	62,93%	62,81%	60,03%
SPE	0,02%	14,81%	13,88%	14,47%	15,99%
Distrigas	6,20%	7,63%	9,05%	8,21%	7,49%
Nuon Belgium	5,11%	5,30%	5,66%	5,44%	5,18%
GDF SUEZ	6,17%	6,26%	3,41%	2,83%	2,72%
Wingas	0,88%	0,71%	2,26%	2,28%	1,91%
Eneco België	-	-	0,00%	0,56%	1,91%
Essent Belgium	0,88%	1,02%	1,15%	1,39%	1,31%
EDF Belgium	-	0,00%	0,19%	0,26%	1,11%
Netbeheerders	0,65%	0,97%	1,28%	1,40%	1,61%
Overige	13,00%	0,17%	0,19%	0,98%	0,74%
<i>totaal</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>

Bron: Vreg, marktrapport Vlaanderen, 2009

### 5.6.5 Trading van aardgas

Fluxys-dochter [Huberator](#) is de operator van Hub<sup>74</sup> Zeebrugge, de belangrijkste kortetermijnmarkt ('spot market') voor aardgas in continentaal West-Europa.

Huberator lanceerde samen met APX in februari 2005 een aardgasbeurs voor de hub, een elektronisch platform dat traders de mogelijkheid biedt om anoniem en zonder tegenpartijrisico contracten te sluiten voor kortetermijnhandel in aardgas.

<sup>74</sup> Een hub is een plaats waar verschillende partijen aardgas kunnen kopen en verkopen. Een hub ontwikkelt zich op plaatsen waar vraag is naar fysische aardgastransacties en waar er verschillende aanvoer- en vervoersmogelijkheden voor aardgas zijn.

## 5.7 Productie en distributie van stoom en warm water

Voor de meeste, zonet alle bedrijven is de productie van (enkel) warmte een *nevenactiviteit*. De *hoofdactiviteit* van deze bedrijven bepaalt de NACE-BEL sector waartoe ze behoren.

De warmtekrachtkoppelings- of WKK-installaties (voor de gezamenlijke productie van warmte en elektriciteit) horen – indien ze worden geëxploiteerd door een elektriciteitsproducent – volgens de NACE-BEL 2008 activiteitenomenclatuur strict genomen tot NACE-BEL 35. In de praktijk worden de WKK-installaties in statistieken vaak ondergebracht bij de NACE-BEL van het bedrijf dat de geproduceerde warmte gebruikt<sup>75</sup>. Dit is ook zo voor verschillende milieudrukstatistieken in MIRA, uitgezonderd deze voor energiegebruik, energieproductie en broeikasgasemissies. Voor deze laatste worden energie- en emissiedata toegewezen aan de energiesector wanneer de exploitatie van de WKK gebeurt door of in samenwerking met een energiebedrijf, ook al staat de WKK-installatie op het terrein van een bedrijf uit een andere sector.

Interstoom, een dochteronderneming van Electrabel, produceerde en verdeelde tot 2006 stoom voor het stoomnetwerk van Aalst. De stoom was afkomstig van een warmtekrachtkoppelings- of WKK-installatie op de bedrijfsterreinen van de zetmeelfabrikant Amylum. Electrabel behoort tot de energiesector, Amylum tot de deelsector voeding van industrie. Electrabel was al in 2004 begonnen met de afbouw van het stoomnetwerk, dat in 2007 ophield te bestaan.

De STEG-centrale van SPE (Ham) recupereert jaarlijks ongeveer 10 000 thermische kW afvalwarmte om het stadsverwarmingsnet van Gent te voeden. Deze centrale heeft als hoofdactiviteit de productie van elektriciteit en hoort bijgevolg bij NACE-BEL 35.

Een aantal afvalverbrandingsovens (MIWA, IVRO, IVBO, IVMO en Dalkia) leveren warm water aan derden (afstandsverwarming). Remi en Indaver leveren processtoom aan derden. Deze leveringen zijn *nevenactiviteiten*; bijgevolg horen deze afvalverbrandingsovens strikt genomen niet tot de energiesector. In de praktijk worden afvalverbrandingsinstallaties waar energierecuperatie (onder de vorm van elektriciteit en/of warmte) plaatsvindt ingedeeld bij de energiesector.

## 6 Beschrijving van de activiteiten

*Laatst bijgewerkt: februari 2011*

Uit hoofdstuk 5 blijkt dat de energiesector in Vlaanderen hoofdzakelijk bestaat uit elektriciteitsbedrijven, gas(vervoer)bedrijven en petroleumraffinaderijen. We zoemen nu even in op de activiteiten van die drie soorten bedrijven.

### 6.1 Activiteiten van de elektriciteitsbedrijven

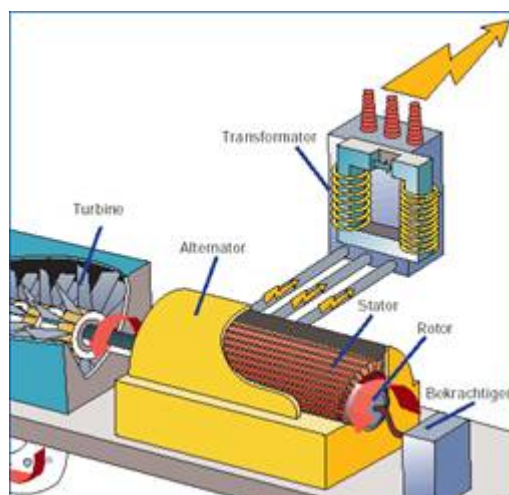
#### 6.1.1 Algemene principes van de elektriciteitsopwekking

Elektriciteit wordt meestal opgewekt met behulp van elektromechanische omzetters (alternatoren of generatoren), die mechanische energie omzetten in elektrische energie. Uitzonderingen zijn o.a. fofovoltaïsche omzetting en brandstofcellen, die we in een afzonderlijk hoofdstuk bespreken.

De omzetter bestaat typisch uit een roterend deel (de *rotor*) waarin een magnetisch veld wordt opgewekt en die ronddraait in een vast deel van magnetisch materiaal dat geleidende wikkelingen bevat (de *stator*). Door de ronddraaiende beweging van het magnetisch veld wordt elektrische spanning opgewekt in de wikkelingen van de stator, die verbonden zijn met het elektriciteitsnet. De rotor draait aan een constante snelheid om een nauwkeurige netfrequentie (in Europa 50 Hertz) te verkrijgen.

<sup>75</sup> Naargelang het type WKK-installatie is het hoofdoel de productie van hetzij warmte hetzij kracht (meestal elektriciteit). Men moet in principe een WKK-installatie dimensioneren op *warmtevraag*.

Figuur 23: De opwekking van elektriciteit in centrales



Bron: Brochure 'Electrabel – Europees producent van elektriciteit' (website: [www.electrabel.com](http://www.electrabel.com))

Men past naargelang het type centrale verschillende technieken toe om de rotor aan te drijven. In klassieke thermische centrales, kerncentrales en (gedeeltelijk) in STEG-centrales produceert men stoom, die een (stoom)turbine doet draaien.

Een turbine bestaat uit een aantal schoepen gemonteerd op een as, die verbonden is met de (rotor van de) generator, zodat deze meedraait met de turbine. Men spreekt daarom van een *turbo-generator* (figuur 23).

De stoom die de turbine verlaat wordt opnieuw in water omgezet (gecondenseerd) in een *condensor*, waar men de stoom in contact brengt met duizenden buisjes met *koelwater*. Het koelwater warmt hierdoor lichtjes op, en wordt daarom in een *koeltoren* in kleine druppeltjes gespreid, waar het onder invloed van een opwaartse luchtstroom – ontstaan door een natuurlijk schoorsteeneffect – afkoelt. Het afgekoelde koelwater valt in een spaarbekken onderaan de toren, vanwaar het opnieuw naar de condensor vloeit. Een fractie van het koelwater verdampt en is zichtbaar als een witte *damppluim*. Een andere fractie wordt geloosd, om het koelwater vers te houden. Het koelwater wordt meestal onttrokken aan rivieren of kanalen en gezuiverd voor gebruik. De *luchtcondensor* is een 'droog' koelsysteem, waarbij de stoom doorheen een buizenstelsel stroomt waarlangs krachtige ventilatoren koele lucht blazen, zodat de stoom condenseert. Deze techniek past men vooral toe bij centrales waar men geen grote koeltoren kan gebruiken, bv. omwille van landschapsredenen.

In gasturbines en (gedeeltelijk) in STEG's doen verbrandingsgassen de turbine draaien. Naast het gebruik van stoom en verbrandingsgassen zijn er nog andere manieren om een turbine te doen draaien, namelijk door gebruik van water- en windkracht.

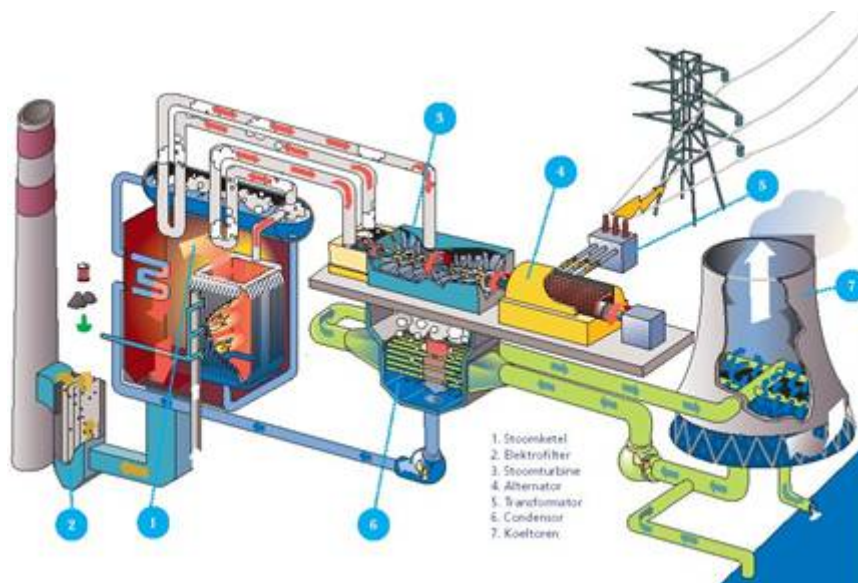
## 6.1.2 Productie via klassieke thermische centrales

### 6.1.2.1 Conventionele klassieke thermische centrales

In *klassieke thermische centrales* (figuur 24) verbrandt men fossiele brandstoffen zoals steenkool, aardgas of stookolie in een stoomketel. De thermische centrales kunnen ook hoogovengas en raffinaderijgas als brandstof gebruiken. De (co)verbranding van biomassa bij de elektriciteitsbedrijven bespreken we in § 7.1.2. Doorheen de stoomketel lopen buizen met water, dat tot stoom verdampt onder invloed van de verbrandingswarmte en de warme rookgassen.



Figuur 24: Overzichtsschema van een klassieke thermische centrale



Bron: Brochure 'Electrabel – Europees producent van elektriciteit' (website: [www.electrabel.com](http://www.electrabel.com))

Een klassieke thermische centrale zet ongeveer 40 % van de energie in de brandstof om in elektriciteit (elektrisch rendement).

Een aantal klassieke thermische centrales maken geen gebruik van een stoomturbine. Dieselcentrales verbranden zware stookolie in dieselmotoren gekoppeld aan een generator. Deze thermische centrales worden – omdat ze snel kunnen opstarten<sup>76</sup> – vooral gebruikt als piek- en noodeenheden die plotse stijgingen in het elektriciteitsgebruik opvangen en bijsprijngen in geval van een defect in andere centrales. Ze hebben een laag energetisch rendement en worden meer en meer vervangen door gasturbines (zie verder).

#### 6.1.2.2 Superkritische en ultra-superkritische poederkoolcentrales

Men beschouwt naargelang van de temperatuur- en drukcondities van de stoom bij de ingang van de turbine vier cyclustypes van poederkoolcentrales: de subkritische, de superkritische<sup>77</sup> (druk tot 250 bar en temperatuur tot 565°C), de geavanceerd superkritische (ASC) en de ultra-superkritische (USC) (druk hoger dan 300 bar, temperatuur 585°C). De poederkoolcentrales van het subkritische type, met een nettorendement tot 38 %, worden momenteel het meest toegepast. De poederkoolcentrales met een superkritische cyclus en een nettorendement tot 42 % zijn al commercieel beschikbaar. Volgens een studie van het Planbureau<sup>78</sup> over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017 in België zouden geavanceerde superkritische poederkoolcentrales (ASC) vanaf 2015 op het Belgische toneel (kunnen) verschijnen. Ultra-superkritische (USC) poederkoolcentrales zijn al in bedrijf in Japan, Denemarken, Duitsland en China. De 4 x 1 000 MW Huaneng Yuhuan centrale in het Oosten van China is de grootste USC centrale ter wereld.

#### 6.1.2.3 Wervelbedcentrales

Wervelbedverbranding ('Fluidized Bed Combustion' of FBC) is een technologie die de brandstof (bv. steenkool of zware fuel) verbrandt in een bed van vaste deeltjes in suspensie gehouden (i.e.

<sup>76</sup> Een gasturbine opstarten duurt ongeveer 20 minuten (zomer ±30 MW, winter ±45 MW). Een kolencentrale starten volledig koud duurt 8 uren, warm (kort na een stop) 4 uren (300 MW). Kolencentrales worden niet echt gestopt (tenzij voor onderhoud) maar draaien op minimum last. Van minimumlast terug naar vollast duurt ongeveer een uur (dit is snel genoeg om de groei van de pieken te volgen). De kerncentrales in België stoppen slechts 1 maal per jaar voor revisie. Het starten van een kerncentrale duurt een dag (uit veiligheidsoverwegingen). Voor de rest draaien de kerncentrales het volledige jaar op vollast.

<sup>77</sup> Men spreekt van 'superkritisch' omdat de druk in dit geval hoger is dan de kritische druk van 221 bar. "Superkritisch" is een term uit de thermodynamica die een toestand van een stof beschrijft waarbij er geen duidelijk onderscheid is tussen de vloeibare en de gasvormige fase. Water bereikt de superkritische toestand (een homogeen mengsel van water en stoom) bij een druk hoger dan 22,1 megapascal (Mpa) of 221 bar.

<sup>78</sup> Planbureau (2009) Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017.

‘gefluïdiseerd’) door een opwaartse luchtstroming. De vers ingebrachte brandstof wordt gehomogeniseerd in het bed en de ontvlaming gebeurt spontaan door de hoge temperatuur ( $\pm 850^\circ\text{C}$ ). De totale fractie van de te verbranden brandstof wordt laag gehouden (enkele % afhankelijk van de reactiviteit). Het bed bestaat hoofdzakelijk uit inert materiaal, i.e. verbrandingsassen of zand (bij de allereerste opstart), gemengd met een sorbent (kalksteen of dolomiet) voor de reductie van  $\text{SO}_2$ . Naargelang de verbranding al dan niet onder druk gebeurt, spreekt men van AFBC (Atmospheric FBC) or PFBC (Pressurized FBC). De voordelen van FBC t.o.v. ‘normale’ verbranding zijn o.a. bestrijding van de  $\text{SO}_2$ -emissies aan de bron, lage  $\text{NO}_x$  emissies dankzij lagere piektemperaturen (verwaarloosbare thermische  $\text{NO}_x$ ) en de mogelijkheid tot het gebruik van laagwaardige brandstof (hoog zwavelgehalte, hoog asgehalte, hoog vochtgehalte) of zelfs residuen. Nadelen zijn hoge  $\text{N}_2\text{O}$ -emissies en een hoger gebruik van sorbent in vergelijking met rookgaszuiveringsinstallaties van het natte type kalksteen/gips. AFBC is een bewezen technologie met capaciteiten tot  $660\text{ MW}_{\text{th}}$  en hoger in de nabije toekomst. In 2005 nam Indaver in Beveren een wervelbedreactor van dit type in gebruik. PFBC is nog geen bewezen technologie. Het rendement van een PFBC-centrale is hoger dan van een AFBC-centrale omdat men de hete verbrandingsgassen eerst in een gasturbine laat expanderen (zie STEG). De beschikbaarheid en betrouwbaarheid van AFBC is lager dan die van een klassieke stookinstallatie, die van PFBC nog lager. De ontwikkeling van PFBC zou worden afgeremd doordat moderne poederkoolverbranding steeds hogere rendementen haalt, en men het vliegias en het gips kan hergebruiken. Er is onvoldoende nuttige toepassing voor de assen van PFBC.

#### 6.1.2.4 Gecombineerde cyclus met geïntegreerde vergassing (IGCC)

IGCC (‘Integrated Gasification Combined Cycle’) centrales verbranden i.p.v. aardgas een gesynthetiseerd gas uit de vergassing van steenkool of andere brandstoffen (‘integrale vergassing’). De brandstoffen worden eerst in een vergasser onder hoge druk gedeeltelijk verbrand – i.e. in een zorgvuldig afgewogen beperkte hoeveelheid zuurstof<sup>79</sup> (“partiële oxidatie”) en stoom – om aldus een synthesegas (of “syngas”) te verkrijgen. Het syngas bestaat voornamelijk uit koolmonoxide (CO) en waterstofgas ( $\text{H}_2$ ). In de courante IGCC-centrales ontdoet men het syngas van een aantal conventionele vervuulende stoffen (zwavel- en stikstofverbindingen en stof). In een IGCC centrale ontworpen voor koolstofsequestratie reageert het syngas – na zuivering en koeling – in een  $\text{CO}_2$ -extractie eenheid met stoom om een gasmengsel te produceren dat voornamelijk bestaat uit koolstofdioxide ( $\text{CO}_2$ ) en waterstofgas ( $\text{H}_2$ ). De  $\text{CO}_2$  wordt ge-extraheerd, waarna men dit koolzuurgas kan drogen, comprimeren en per pijplijn vervoeren naar sites voor permanente opslag in de bodem. Het waterstofrijke syngas wordt verbrand in een gasturbine-generator (zie gasturbines en STEG’s). De restwarmte van de vergasser en van de gasturbine gaat naar een stoomrecuperatieketel, waarvan de stoom dient voor het aandrijven van een stoomturbine-generator. IGCC-centrales hebben een minder negatieve impact op het milieu. Nadelen zijn hun complexiteit en hoge investerings- en onderhoudskosten. De IGCC-technologie is nog volop in ontwikkeling, zodat men geen zekere uitspraken kan doen over de beschikbaarheid en de betrouwbaarheid. In Buggenum (Nederland) is sinds 1994 een IGCC-centrale (demonstratie-plant) in dienst, met een vermogen van  $253\text{ MW}_e$  en een rendement van 43 %.

#### 6.1.3 Productie via kerncentrales

Bij fusie (samenvoegen) van de lichtste en bij fissie (splijting) van de zwaarste atoomkernen komen grote hoeveelheden energie vrij. Dit komt omdat heel lichte en heel zware atoomkernen een lagere bindingsenergie hebben dan middelzware atoomkernen. *Kernfusie* is al miljarden jaren de energiebron van de zon, maar is op aarde erg moeilijk te realiseren vanwege de elektrische afstoting van de positief geladen kernen. Per seconde wordt er in de zon ongeveer 600 miljoen ton waterstof omgezet in 596 miljoen ton helium. Vier miljoen ton materie verdwijnt daarbij in de vorm van energie. Een enorme hoeveelheid maar toch klein in vergelijking met de reserve aan waterstof die in de zon aanwezig is.

Splijting van het uranium-isotoop 235 is de basis van de opwekking van elektriciteit in onze Belgische kerncentrales. Een uranium-235 kern reageert gemakkelijk met een traag neutron en valt in twee stukken uiteen (splijtingsproducten) en twee of drie snelle neutronen die, nadat ze zijn afgeremd, op hun beurt een nieuwe splijting kunnen veroorzaken. Op deze wijze ontstaat een nucleaire kettingreactie.

<sup>79</sup> De zuurstof is afkomstig van een luchtscheidingsfabriek.



### 6.1.3.1 Kernsplijting

De splijting van zware atoomkernen levert veel energie op, waarmee elektriciteit geproduceerd wordt in kerncentrales. Op Belgisch grondgebied baat Electrabel 7 kernreactoren uit, waarvan 4 in Doel met een netto ontwikkelbaar vermogen van 2 910 MW (tabel 11) en 3 in Tihange met een vermogen van 3 024 MW. Reactortypes worden gedefinieerd door hun koelsysteem en door de manier waarop ze de snelle neutronen die vrijkomen bij kernsplijting afremmen. De Belgische kerncentrales zijn licht-water (dit is gewoon water) gemodereerde en gekoelde reactoren van het type druk-water reactor, meestal afgekort met het Engelse acroniem PWR: Pressurized Water Reactor. De helft van alle reactoren wereldwijd zijn PWR's.

Tabel 11: Het netto elektrisch vermogen van de kernreactoren in Doel (2009)

	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	<i> totaal</i>
netto vermogen (MW)	433	433	1 006	1 038	2 910

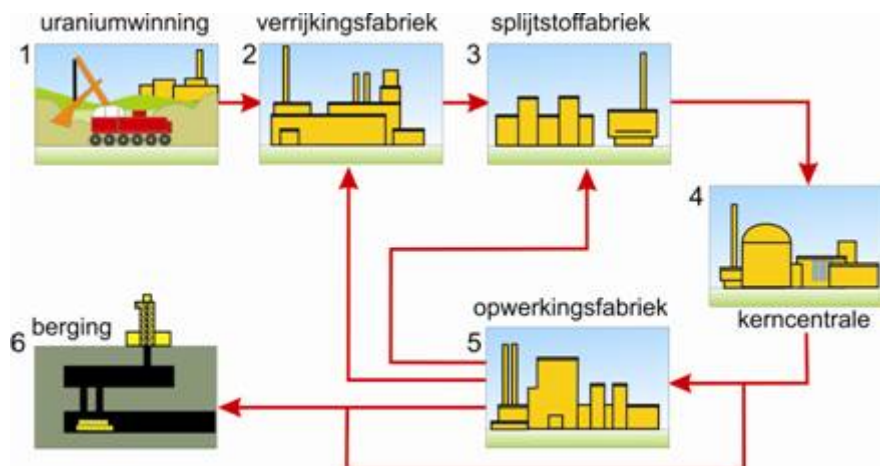
Bron: IAEA PRIS database, 2010

Kerncentrales zijn een deel van de nucleaire splijstofcyclus die bestaat uit (figuur 25):

1. *Ontginning en verwerking* van uraniumerts: Bij de uraniummijnen blijven grote hoeveelheden afval achter die door de emissie van het radioactieve edelgas radon een duurzaam beheer vergen;
2. *Verrijking* van uranium-235 van een gewichtsperscentage van 0,71 % in natuurlijk uranium tot 4 à 5 % voor gebruik in kerncentrales en tot 93 % voor de werking van de proefreactor BR2 van het Studiecentrum voor Kernenergie te Mol (SCK). Grote hoeveelheden verarmd uraniumafval worden opgeslagen nabij de buitenlandse verrijkingsinstallaties;
3. *Vervaardiging van reactorbrandstof* (splijstofelementen): de omzetting naar uraniumdioxide, de vervaardiging van brandstofstaven (= dichtgelaste metalen buizen gevuld met splijstoftabletten) en de assemblage van splijstofelementen;
4. Splijstofelementen blijven een 4-tal jaar in de reactor van een *kerncentrale* voor het produceren van elektriciteit. De kern van een Belgische reactor van 1 000 MW bevat ongeveer 80 ton uraniumsplijstof;
5. 670 ton gebruikte splijstof uit Doel en Tihange werd in Frankrijk *opgewerkt* (in zijn chemische componenten gescheiden) om er nog splijtbaar materiaal uit te halen. Het gevormde plutonium (1 %) werd bij Belgonucleaire in Dessel verwerkt tot MOX (mengoxide), dit is een mengsel van verarmd uranium en plutonium dat opnieuw als brandstof in kerncentrales gebruikt kan worden. Het uranium (94 %) dat naast plutonium overblijft in de gebruikte splijstof, kan opnieuw verrijkt worden. De resterende 5 % – hoogradioactief afval, voornamelijk splijtingsproducten – werd bij de opwerking in glas ingebed en naar Belgoprocess overgebracht;
6. De niet-opgewerkte gebruikte splijstof ligt *opgeslagen* op de vestigingsplaatsen van de kerncentrales. Opslag in gebouwen is geen duurzame oplossing voor het beheer van radioactief afval op lange termijn, ook al gebeurt dat onder gecontroleerde en veilige condities. Internationale organisaties, zoals het Internationaal Atoom Energieagentschap in Wenen (IAEA) en de Internationale Commissie Stralingsbescherming (ICRP) stellen als eindbestemming voor radioactief afval een bergingsinstallatie voor. De meest plausibele oplossing die momenteel intensief wordt onderzocht bestaat erin om, na een periode van meer dan 50 jaar waarin de warmteproductie van het afval afneemt, de bestraalde splijstof en het verglaasde opwerkingsafval te bergen in een stabiele geologische laag.

Het al dan niet opwerken van de gebruikte kernbrandstof (splijstof) bepaalt of de splijstofcyclus open of gesloten is. In de gesloten cyclus werkt men de gebruikte splijstof op om er nog splijtbaar materiaal uit te halen. In de open cyclus recycleert men het uranium en plutonium niet en slaat men dus punt 5 over.

Figuur 25: De nucleaire splijfstofcyclus: van uraniumwinning tot afvalberging



Bron: SCK

In Vlaanderen komen niet alle delen van de splijststofcyclus voor. Kazachstan was in 2009 de grootste uraniumproducent (28 %), gevolgd door Canada (20 %) en Australië (16 %). Grote commerciële verrijkingsfabrieken zijn operationeel in Frankrijk, Duitsland, Nederland, Groot-Brittannië, de Verenigde Staten en Rusland. In het verleden werd een deel van de Belgische bestraalde splijststof opgewerkt in het Franse La Hague.

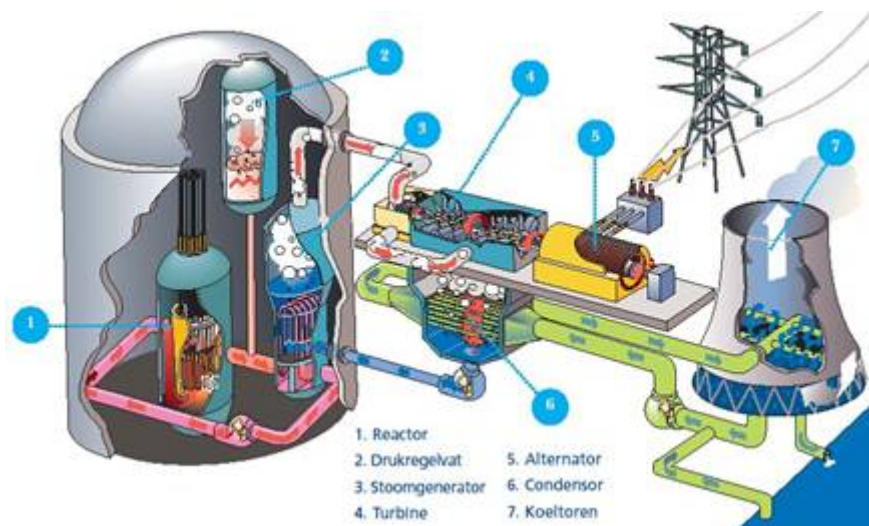
In Dessel produceert FBFC (Franco-Belge de Fabrication de Combustibles International), een dochteronderneming van het Franse AREVA, splijststofstaven met uranium. De productie van MOX met het gerecycleerde Belgische plutonium werd in 2003 afgerond en de MOX-fabriek van Belgonucleaire heeft in de loop van 2006 zijn deuren gesloten wegens gebrek aan buitenlandse bestellingen. Synatom, een dochteronderneming van het door Suez gecontroleerde Electrabel en Tractebel, staat in voor de bevoorrading van de Belgische kerncentrales met verrijkt uranium en voor het beheer van de bestraalde splijststof tot het als afval aan NIRAS zal worden overgedragen. Synatom mikt op een strategische uraniumvoorraad voor 2 jaar en heeft een aandeel van 11 % in de verrijkingsfabriek Eurodif (Rhônevallei in Frankrijk). In 2008 nam Suez een participatie van 5 % in de nieuwe verrijkingsfabriek GB II (George Besse II, Rhônevallei in Frankrijk) van AREVA, de opvolger van Eurodif. GB II is een uraniumverrijkingsfabriek die gebruik maakt van centrifugering. De fabriek had in 2009 met de productie moeten beginnen maar vertraging bij de bouwwerkzaamheden hebben de inbedrijfstelling uitgesteld tot 2010.

### 6.1.3.2 Kerncentrales van de tweede generatie

Men onderscheidt verschillende generaties van reactoren. De generatie I reactoren werden ontwikkeld in de jaren 50 en 60, en zijn nergens meer operationeel (tenzij het Verenigd Koninkrijk). De generatie II reactoren zijn de reactoren die nu wereldwijd in gebruik zijn. Het betreft druk water reactoren (PWR) en kokend water reactoren (BWR), die vooral in het Westen in gebruik zijn; de in Rusland en het voormalig Oostblok gebouwde watergekoelde, grafiet gemodereerde reactoren (RBMK); de Canadese zwaar water reactoren (Candu), en de in het Verenigd Koninkrijk ontwikkelde gasgekoelde reactoren (Magnox en AGR).

In de in Vlaanderen gebruikte PWR-kerncentrales (figuur 26) absorbeert het water in een reactor de splijtingswarmte afkomstig van het splijten van uranium- of plutoniumkernen. Het opgewarmde water afkomstig van de reactor (water van de primaire kring) stroomt door een stoomgenerator, waar water van de secundaire kring door indirect contact met het water van de primaire kring tot stoom verdampt. Het water in de primaire kring heeft een temperatuur van gemiddeld 300°C, maar gaat niet aan de kook omdat het onder hoge druk staat. Daarvoor zorgt een drukregelvat. Bij een normale werking is er geen uitwisseling van werkfluïdum tussen de primaire en de secundaire kring.

Figuur 26: Overzichtsschema van een kerncentrale



Bron: Brochure 'Electrabel – Europees producent van elektriciteit' (website: [www.electrabel.com](http://www.electrabel.com))

Een kerncentrale zet ongeveer 35 % van de “nucleaire warmte” om in elektriciteit (elektrisch rendement).

#### 6.1.3.3 Ontwikkeling van kerncentrales van de derde en vierde generatie

De generatie III (en 3+) reactoren zijn in de jaren 90 ontworpen als evolutionaire opvolgers van de tweede generatie typen PWR, BWR en Candu. Typische kenmerken van de generatie III reactoren zijn:

- een gestandaardiseerd ontwerp voor elk type reactor om het proces voor het verkrijgen van vergunningen te versnellen, om de investeringskosten te beperken en om de constructietijd te verkorten (minder dan 5 jaar);
- een eenvoudiger en meer robuust reactor-ontwerp (bijvoorbeeld veel minder kleppen, buizen en pompen), om de werking te vereenvoudigen en om ze minder kwetsbaar te maken voor operationele storingen;
- een hogere beschikbaarheidsfactor en een langere operationele levensduur, typisch 60 jaar;
- een lagere kans op ernstige kernsmeltongevallen (“core melt-down”)<sup>80</sup>, en een opvanginrichting om de gevolgen van een kernsmelt voor de directe omgeving van de reactor zeer sterk te reduceren (de zogenaamde “core catcher”);
- een hogere opbrandwaarde ( “burn-up”) om het gebruik van splijtstoffen en de hoeveelheid afval te beperken;
- voorzieningen (“burnable absorbers” of “poissons”) om de levensduur van de splijtstoffen te verlengen.

De eerste generatie III reactor is de ‘Advanced Boiling Water Reactor’ of AWBR, waarvan er al vier in bedrijf zijn in Japan (de eerste sinds 1996). Bijkomende AWBR reactoren zijn in aanbouw in Japan (1) en Taiwan (2). De European Pressurized Water Reactor (EPWR) is – zoals de naam het zegt – een Europese derde generatie reactor. De EPWR is in aanbouw in Finland (Olkiluoto). De bouw van een tweede EPWR is begonnen in Frankrijk (Flamanville). Andere generatie III reactoren in ontwikkeling zijn de Amerikaanse ontwerpen AP1000 (PWR type) en de ‘Economic Simplified Boiling Water Reactor’ (ESBWR).

<sup>80</sup> Men spreekt van “kernsmeltfrequentie”. Om deze kans te reduceren tot  $<10^{-5}$ /jaar maken ontwerpers gebruik van diverse redundante en gescheiden noodkoelsystemen, waarvan de werkingsprincipes in de loop van de tijd zijn verschoven van ‘actief veilig’ (berustend op kunstmatige bekrachtiging zoals elektriciteit of stoom), via ‘passief veilig’ (berustend op passieve krachten zoals de zwaartekracht of natuurlijke circulatie) tot ‘inherent veilig’ (geen extra systemen nodig).

Men rekent tot de generatie 3+ reactoren ook de Hoge Temperatuur Reactor (HTR) of kogelbedreactor<sup>81</sup>. In tegenstelling tot de andere generatie III reactoren heeft dit type reactor een klein vermogen (100 tot 200 MW), die men modulair kan toepassen. De HTR is "inherent veilig", omdat zelfs bij verlies van koelmiddel de temperatuur in de splijtstof onder het toegestane maximum van 1 600 °C blijft. Zuid-Afrika is bezig met de ontwikkeling van de "Pebble-Bed Modular Reactor" (PBMR), waarna in 2020 de eerste commerciële reactoren operationeel moeten worden. China ontwikkelt een gelijkaardige "High Temperature Reactor Pebble-bed Module" (HTR-PM).

In januari 2000 zijn 9 landen, onder leiding van de Verenigde Staten, begonnen met het "Generation IV" project. De huidige leden van het "[Generation IV International Forum](#)" of GIF zijn Argentinië, Brazilië, Canada, Euratom, Frankrijk, Japan, Zuid-Korea, Zuid-Afrika, Zwitserland, het VK en de VSA. Zij hebben 6 reactortypen geselecteerd voor verdere studie. Het doel van het generatie-IV project is om reactoren te ontwerpen die excelleren op de gebieden van veiligheid, economie, grondstoffengebruik en non-proliferatie. Het streefdoel is om zulke reactoren vanaf 2030 commercieel inzetbaar te maken. Een uitgebreide beschrijving van de onderzochte technologieën is terug te vinden op de website van de GIF: [www.gen-4.org](http://www.gen-4.org).

We vermelden tot slot het door de Verenigde Staten gelanceerde initiatief "Global Nuclear Energy Partnership" (GNEP). Doelstellingen zijn uitbreiding van het wereldwijd gebruik van kernenergie, met aandacht voor geavanceerde veilige reactoren, proliferatiebestendige technologie, en minimalisering van het radio-actief afval. Deelnemende landen die afzien van eigen verrijkings- en opwerkingsfaciliteiten zullen verzekerd zijn van splijtstofleveranties en terugname van de gebruikte splijtstof door het land van herkomst. In Rusland is een gelijkaardig initiatief, de "Global Nuclear Initiative" (GNI) lopend.

#### 6.1.3.4 Het Myrrha project

Het SCK•CEN werkt sinds 1998 aan het ontwerp van een onderkritische onderzoeksreactor, genaamd Myrrha. Dit is een kernreactor die onvoldoende splijtstof bevat om de nucleaire kettingreactie zelf in gang te houden. Hiervoor is een externe neutronenbron nodig. De neutronen worden geleverd door middel van een versneller die protonen op een spallatie doelwit schiet. Hierdoor ontstaan neutronen met hoge energie. Als koelmiddel wordt een mengsel lood bismut gebruikt. Dit laat toe splijtstofnaalden te gebruiken met een zeer hoge concentratie aan transuraniu-elementen, zoals plutonium, americium en curium. Al deze transuraniu-elementen zijn zeer radiotoxisch en zorgen in het hoogradioactief splijtstofafval voor grote warmteontwikkeling. In Myrrha worden de transuraniu-elementen door de snelle neutronen gespleten. Ze leveren dus energie en worden omgezet in gewone splijtstofproducten. Het ontwerp van Myrrha kadert in een Europees onderzoeksproject (EUROTRANS) voor het verwerken van de transuraniu-elementen. Verder wordt Myrrha ook voorzien voor materiaalonderzoek in het kader van vierde generatie reactoren en fusiereactoren, voor het testen van nieuwe types splijtstofnaalden en voor de productie van radio-isotopen voor medische en industriële toepassingen.

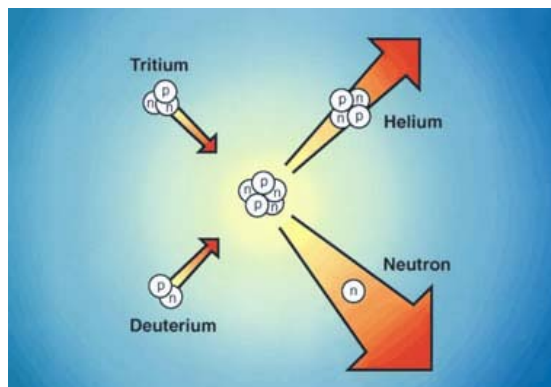
De Belgische regering heeft in 2010 een budget van 60 miljoen euro vrijgemaakt om in de volgende 5 jaar het ontwerp van Myrrha verder uit te werken en de financiering rond te krijgen. De Belgische overheid zou bereid zijn 40 % (of 384 miljoen euro) te financieren van het totale budget (960 miljoen euro). Het SCK•CEN wil in 2016 beginnen met de bouw van Myrrha.

#### 6.1.3.5 Kernfusie

Kernfusie is een exotherm proces waarbij men twee lichte atoomkernen zo dicht bij elkaar brengt dat ze samensmelten ('fuseren'). Er ontstaan meestal twee (soms drie) nieuwe deeltjes (de reactieproducten) die samen een kleinere massa hebben dan de gezamenlijke massa van de twee reagerende deeltjes (het zogenaamde 'massadefect'). Een klein gedeelte van de massa van de reagerende lichte atoomkernen is omgezet in (bewegings)energie (van de reactieproducten), volgens  $E=mc^2$ . Die bewegingsenergie kan men bijvoorbeeld gebruiken om water tot stoom te verhitten.

<sup>81</sup> Zo genoemd omdat de kern bestaat uit grafietbollen met een diameter van 6 cm die elk circa 15 000 kleine uraniumoxide korrels bevatten.

Figuur 27: Schematische voorstelling van de fusiereactie tussen deuterium (D) en tritium (T)



Bron: Iter

De eerste generatie van kernfusiecentrales zal de D+T reactie gebruiken (figuur 27). Deuterium (D) is een stabiel waterstofisotoop met 1 proton en 1 neutron in de kern. Tritium is een waterstofisotoop met 1 proton en 2 neutronen in de kern. Van alle mogelijk realiseerbare fusiereacties op aarde fuseert het D+T mengsel bij de laagste temperatuur, en is de energieopbrengst het hoogst. De kernen van twee waterstofisotopen, deuterium (D) en tritium (T), versmelten met als reactieproducten een helium ( $^4\text{He}$ ) kern (of  $\alpha$ -deeltje) en een neutron (n). De  $^4\text{He}$ -kern bestaat uit 2 protonen en 2 neutronen. De reactievergelijking is:  $\text{D} + \text{T} \rightarrow ^4\text{He} (3,5 \text{ MeV}) + \text{n} (14,1 \text{ MeV})$ . Er komt in elke reactie een grote hoeveelheid energie vrij:  $\pm 17,6 \text{ MeV}$  (2,81 PJ). Twintig procent (20 %) van de energie zit in het (niet-radioactieve) helium, de overige tachtig procent (80 %) in een stroom hoogenergetische neutronen. Delen van de reactorstructuur die aan deze neutronen blootstaan worden radioactief.

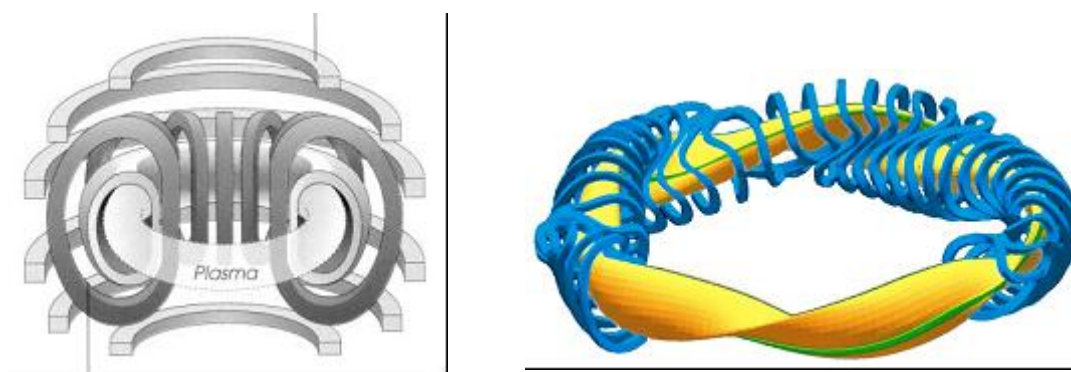
De fusie tussen twee deuteriumkernen (D+D) is eveneens mogelijk. Deze reactie maakt het gebruik van tritium overbodig. Tritium is radioactief – het is een  $\beta$ -straler met een halfwaardetijd van 12,3 jaar. De geproduceerde neutronen hebben bovendien een lagere energie, zodat ze gemakkelijker zijn op te vangen en minder schade toebrengen aan de reactorwand. Voor de D+D reactie is echter een hogere temperatuur nodig (Westra, s.d.). De reactievergelijkingen zijn:  $\text{D} + \text{D} \rightarrow ^3\text{He} (0,82 \text{ MeV}) + \text{n} (2,45 \text{ MeV})$ ; of  $\text{D} + \text{D} \rightarrow \text{T} (1,01 \text{ MeV}) + \text{H} (3,02 \text{ MeV})$ .

Om de afstotingkrachten tussen de positief geladen atoomkernen in elkaars nabijheid te overwinnen, moet men het D+T mengsel verwarmen tot ongeveer 100 miljoen K. Men spreekt daarom van *thermonucleaire* reacties (i.e. kernreacties die onder invloed van zeer hoge temperaturen verlopen). Het D+T mengsel bevindt zich dan in plasmatoestand, een toestand waarin de negatief geladen elektronen gescheiden zijn van de positief geladen atoomkernen. Dit plasma noemt men ook wel de vierde aggregatietoestand, naast de fasen vast, vloeibaar en gas. Het bereiken van de extreem hoge plasmatemperaturen kan m.b.v. een combinatie van methoden, bijvoorbeeld “ohmse verhitting” (opwarming door de ‘elektrische weerstand’ die het plasma biedt aan de plasmastroom – zie verder tokamakfusie<sup>82</sup>), aangevuld met “neutrale bundelinjectie” (het inschieten van bundels neutraal deuterium of tritium, waarbij de waterstofisotopen door botsingen energie afstaan aan het plasma); en “hoogfrequentverhitting” (het stralen van elektromagnetische golven in het plasma, vergelijkbaar met het principe van een microgolfoven).

<sup>82</sup> Naarmate het plasma heter wordt gaat het beter geleiden waardoor de warmte wegstroomt en andere verhittingsmethoden nodig zijn.



*Figuur 28: Het opsluiten van het plasma in een torusvormige ring bij tokamakfusie (links) en ontwerp van de stellerator Wendelstein 7-X (rechts)*



Bron: Natuurwetenschap & Techniek, november 2003 (links), en <http://www.kernfusie-energie.nl> (rechts)

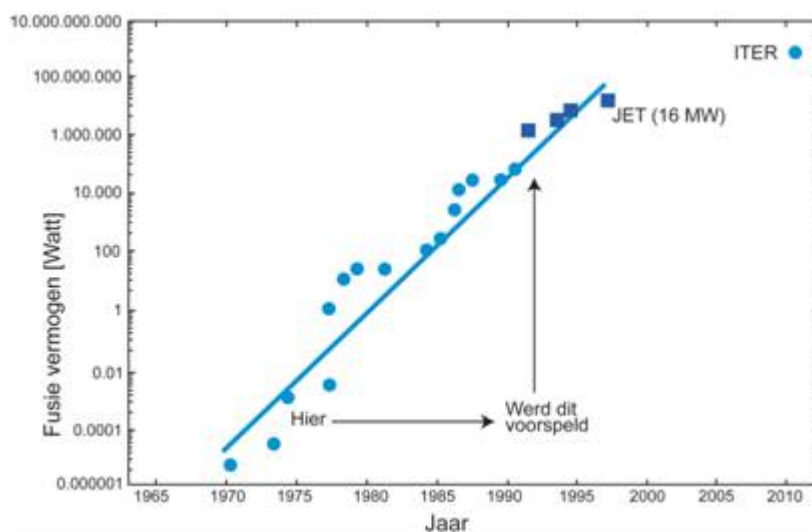
Men moet het hete plasma insluiten in een ultrahoog vacuüm zodat de plasmakamer niet wordt beschadigd. Er zijn drie manieren om het plasma in te sluiten, namelijk door magnetische opsluiting in een tokamak<sup>83</sup>, magnetische opsluiting in een stellerator, en traagheidsopsluiting:

- De meest veelbelovende techniek is de tokamakfusie, waarbij een plasma met een lage dichtheid is opgesloten in een enorm schroefvormig magneetveld (figuur 28, links). In het meest recente ontwerp zorgen achttien supergeleidende magneetspoelen die om de torus zijn gewikkeld voor een toroïdaal magneetveld in de richting van de plasmastroom. In de torus wordt een plasmaring geproduceerd. Een stroompuls in de primaire wikkeling van een transformator [niet getoond op de figuur] veroorzaakt een veranderend magneetveld met als resultaat een spanningspuls in de secundaire spoel. Bij een tokamak is de secundaire spoel de plasmaring zelf. De opgewekte spanning zorgt ervoor dat door het plasma een stroom gaat vloeien. Deze plasmastroom zorgt niet enkel voor de ohmse verhitte van het plasma maar wekt zelf ook een magneetveld op dat bijdraagt aan het schroefvormig magneetveld dat het plasma opsluit. Zes supergeleidende magneetspoelen zorgen bovendien voor een poloïdaal magneetveld in het vlak van de verticale torusdoorsnede;
- In een stellerator brengt men het gewenste magneetveld tot stand met spoelen met een zeer bijzondere, grillige vorm. Hierdoor komt het transformatorjuk zoals bij de tokamak te vervallen en kan men de kernfusiecentrale compacter bouwen. Het ontwerp is echter zeer complex;
- Bij traagheidsopsluiting zorgt de traagheid van de materie ervoor dat het plasma in een klein volume wordt opgesloten. Men verhit met zeer intense laserpulsen in een paar miljardsten van een seconde gelijkmatig het oppervlak van een bolletje met een diameter van enkele honderden micrometer gevuld met gelijke hoeveelheden deuterium en tritium. De buitenste schil van het bolletje verdampt zeer snel en de reactiekracht van de wegvliegende materie zorgt ervoor dat de druk in het bolletje zeer sterk oploopt. Aan het eind van de compressie heerst in het centrum van het bolletje een dichtheid van meer dan 1 000 maal de dichtheid van water en een temperatuur van enkele tientallen miljoen kelvin, zodat de eerste kernen beginnen te fuseren. De hitte van de eerste fusiereactie verspreidt zich snel door het gecompriëerde materiaal (Ongena & Van Oost, 1995).

Een mantel van hittebestendige tegels waardoor koelleidingen lopen absorbeert de hitte van de neutronenstroom en zorgt zo voor de productie van stoom waarmee men elektriciteit kan opwekken. Een zogenaamde divertor verwijdert het fusieproduct helium uit het plasma, evenals onzuiverheden die bijvoorbeeld ontstaan uit de interactie van de plasmadeeltjes met de wand.

<sup>83</sup> Het woord 'tokamak' is een acroniem van het Russische "toroidalnaya kamera magnitnaya", wat "torusvormige magnetische kamer" betekent.

Figuur 29: Evolutie van het kernfusievermogen (1970-2016)



Bron: <http://www.kernfusie-energie.nl/>

De grootste bestaande fusiereactor is de experimentele Joint European Torus (JET-) reactor in Culham (Verenigd Koninkrijk). De JET- reactor vraagt nog 33 % meer energie dan hij levert<sup>84</sup>. Het nieuwste fusie-experiment heet ITER (International Tokamak Experimental Reactor), een groot internationaal samenwerkingsverband<sup>85</sup> voor de bouw van een experimentele fusiereactor die tienmaal zoveel energie moet opleveren als er wordt ingestopt aan plasmaverhitting. Het project zou in 2019 van start moeten gaan en in 2027 zijn volle vermogen van 500 MW bereiken. De bouw van de ITER- reactor is in 2010 begonnen, in Cadarache, nabij Aix-en-Provence in Frankrijk. De bouwkosten van ITER bedragen zo'n 10 miljard euro gedurende tien jaar, waarvan de EU de helft voorziet. Eenzelfde bedrag wordt voorzien voor twintig jaar uitbating. De opvolger van ITER, DEMO, is een prototype elektriciteitscentrale van 1 000 MW, die in 2040 de eerste elektriciteit aan het net zou moeten leveren.

De voordelen van elektriciteitsproductie door kernfusie zijn:

- overvloedig beschikbaar 'reactiemateriaal'. Deuterium is aanwezig in 0,015 % van alle natuurlijke waterstof en kan men uit alle vormen van water halen. Tritium komt niet natuurlijk voor en kan in een fusiereactor gevormd worden uit lithium, wat eveneens overvloedig in de aardkorst aanwezig is. Een gram 'reactiemateriaal' levert ongeveer een miljard keer meer energie op dan verbranding van fossiele brandstoffen of biomassa;
- de onderdelen van een fusiereactor worden hoogactief door bestraling met neutronen en door contact met de tritiumbrandstof. Een fusiereactor produceert ongeveer evenveel radioactief afval als een fissiereactor, maar door de kortere halveringstijden kan het meeste afval afkomstig van een fusiereactor al na enkele honderden jaren vrijgegeven worden;
- inherente veiligheid. Er is in een fusiereactor slechts voor enkele seconden reactiemateriaal aanwezig, zodat het uit de hand lopen van de reactie in principe niet mogelijk is;
- geen vervuiling van de atmosfeer. Het eindproduct van de D+T fusiereactie is helium, een chemisch inert, niet-radioactief gas.

## 6.1.4 Productie via gasturbines en STEG-eenheden

### 6.1.4.1 Gasturbines (enkelvoudige cyclus)

Een gasturbine is vergelijkbaar met de straalmotor van een vliegtuig. Lucht onder atmosferische condities wordt eerst samengedrukt in een compressor (isentropische compressie), waarna in een

<sup>84</sup> De JET kon gedurende 1 seconde 16 MW produceren, waarvoor ca 25 MW verhittingsvermogen nodig was.

<sup>85</sup> China, de Europese Unie en Zwitserland (vertegenwoordigd door EURATOM), Japan, Zuid-Korea, de Russische federatie en de Verenigde Staten. Op de onderhandelingsbijeenkomst van 06.12.2005 in Jeju, Zuid-Korea, werd ook India in het project opgenomen.

verbrandingskamer brandstof wordt toegevoegd, waarop het mengsel ontbrandt (warmtetoever bij constante druk). De verbrandingsgassen met hoge temperatuur en druk nemen sterk in volume toe (isentrope expansie tot atmosferische druk) en doen een turbine, verbonden met een generator, draaien. Een deel van de as-werk van de turbine wordt gebruikt om de compressor aan te drijven. De warmte-afvoer gebeurt bij constante druk. In open gasturbines koelt men de rookgassen niet af om ze terug naar de compressor te sturen, maar gebruikt men gewoon koude buitenlucht. In straalvliegtuigen produceren de uitlaatgassen op hoge snelheid voldoende stuwkracht voor de voortstuwing van het vliegtuig. In elektriciteitscentrales kan men de restwarmte nog nuttig gebruiken (zie STEG's).

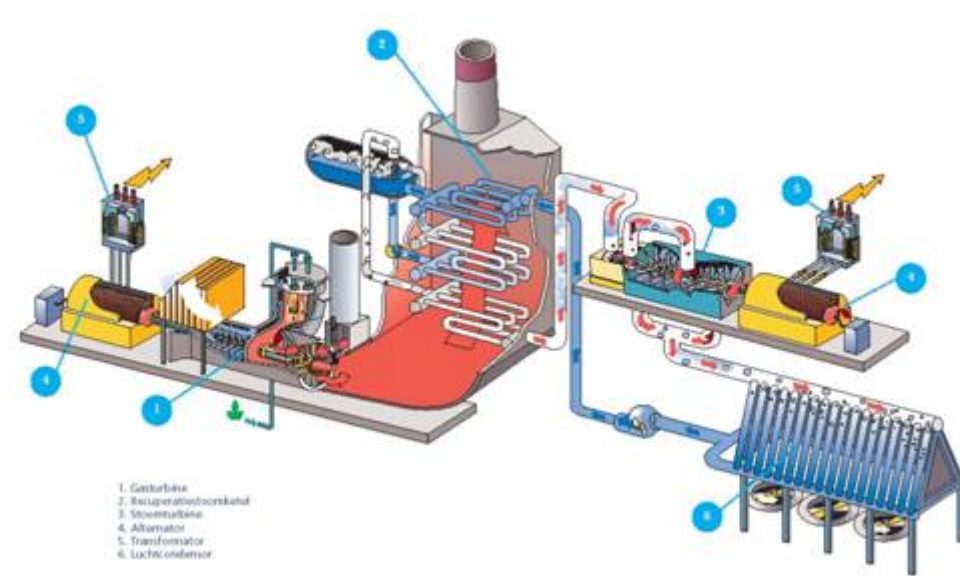
Men onderscheidt voor de opwekking van elektriciteit 'heavy duty' gasturbines en 'aero derivatives' (i.e. van vliegtuigmotoren afgeleide gasturbines). De aeroderivatives zijn meerassig uitgevoerd: de hogedrukturbine drijft de hogedrukcompressor aan, de lagedrukturbine de lagedrukcompressor en de generator – zodat het hogedrukgedeelte op een hogere snelheid kan draaien. De aeroderivatives zijn lichter en hebben een hoger rendement in vergelijking met de heavy duties, maar ze hebben een kleiner vermogen, zijn minder robuust, en vereisen meer onderhoud.

Gasturbines hebben de voorbije jaren een grote evolutie doorgemaakt: zowel het eenheidsvermogen als het rendement zijn sterk toegenomen. De eenheidsvermogens variëren van 500 kWe tot 50 MWe. Het totaalrendement (de verhouding van het vermogen van de gasturbine en de toegevoerde warmte) is 38 à 40 % en meer in de meest recente toepassingen. Het opstarten van een gasturbine vergt gemiddeld een kwartier – aanzienlijk sneller dan het opstarten van een stoomturbine – zodat gasturbines geschikt zijn voor het snel leveren van piekvermogen.

#### 6.1.4.2 Stoom- en gasturbines (gecombineerde cyclus) of STEG's

STEG-centrales (Stoom- En Gasturbine) of 'Gasturbine met gecombineerde cyclus' centrales (figuur 30) bestaan uit twee delen. Het eerste deel is een gasturbine (zie voorgaande). Het tweede deel is een stoomgenerator, ook recuperatie- of afgassenstoomketel genaamd. De verbrandingsgassen die de gasturbine verlaten, bevatten nog een grote hoeveelheid warmte. Ze worden langs buizen of pijpen met water geleid, waardoor dat water tot stoom verdampt. Die stoom doet een stoomturbine draaien. Men kan eventueel nog *bijstoken* in de afgassenketel, i.e. nog een extra hoeveelheid brandstof verbranden met de in de rookgassen aanwezige zuurstof. Men onderscheidt single-shaft centrales, waar de gasturbine en de stoomturbine éénzelfde generator aandrijven, en multi-shaft centrales, waar beide turbines een eigen generator aandrijven.

Figuur 30: Overzichtsschema van een stoom- en gasturbine (STEG)



Bron: Brochure 'Electrabel – Europees producent van elektriciteit' (website: [www.electrabel.com](http://www.electrabel.com))



Men spreekt van 're-powering' als men een gasturbine met een generator en een recuperatieketel voor een bestaande stoomketel schakelt. Hierdoor verhoogt het vermogen en het rendement van de centrale. De generator levert bijkomende elektriciteit, terwijl de hete verbrandingsgassen van de gasturbine in de recuperatieketel hun warmte afstaan aan het water alvorens dit de stoomketel bereikt. In de stoomketel is dan minder energie nodig om het voorverwarmde water in stoom om te zetten. In sommige centrales maakt men ook al stoom in de recuperatieketel zelf. Repowering zonder afzonderlijke recuperatieketel is ook mogelijk. Indien de verbrandingsgassen van de gasturbine rechtstreeks naar de stoomketel gaan waar ze met extra aardgas naverbranden en hun warmte mee voor de stoomproductie zorgt, spreekt men van *combi-eenheden*.

Een STEG zet 55 à 56 % van de energie in de brandstof om in elektriciteit (elektrisch rendement).

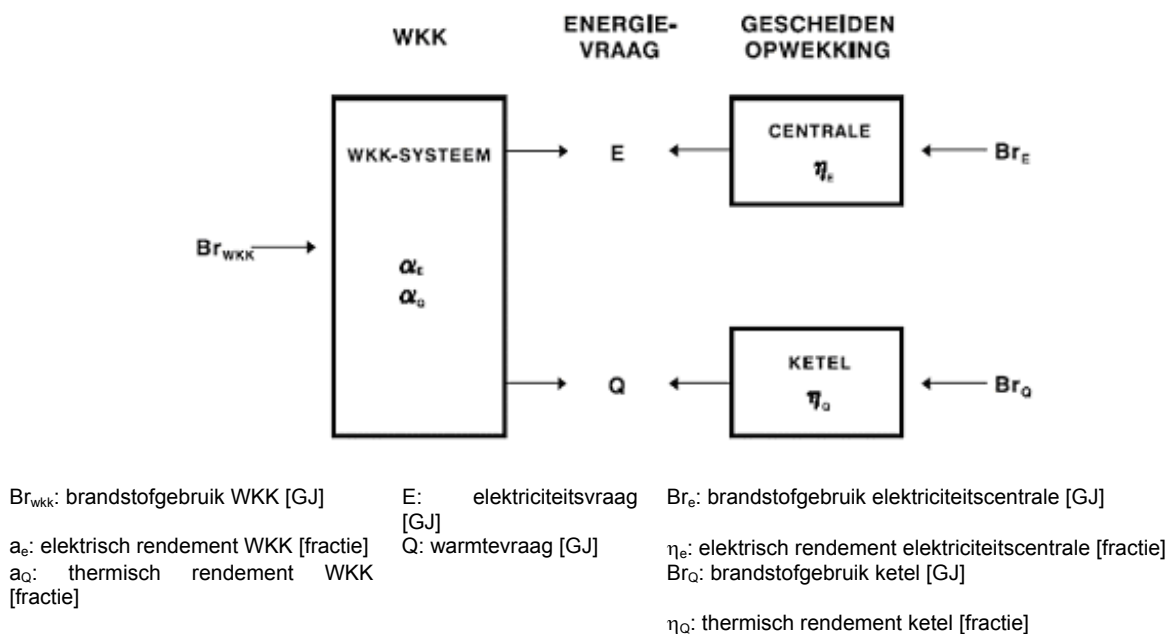
### 6.1.5 Productie van warmte en elektriciteit via warmtekrachtkoppeling (WKK)

#### 6.1.5.1 Principes van WKK

Warmtekrachtkoppeling (WKK)<sup>86</sup> is de *gelijktijdige* omzetting van een energiestroom in kracht (mechanische energie) en warmte met een nuttige bestemming. Op plaatsen met voldoende warmtevraag kan WKK een verbetering zijn t.a.v. de gescheiden opwekking van warmte en elektriciteit. Het rendement<sup>87</sup> of de efficiëntie van de gezamenlijke opwekking ligt heel wat hoger: daar waar het rendement voor elektriciteitsproductie in een klassieke thermische centrale of kerncentrale zich situeert tussen de 34 à 40 % en het rendement van een boiler ongeveer 80 % bedraagt, komt het energetisch rendement van een WKK uit op 85 à 90 % door benutting van de restwarmte voor industriële of andere toepassingen (figuur 31). Voor een overzicht van het geïnstalleerd vermogen aan WKK-centrales verwijzen we naar § 9.5.

Uit figuur 31 volgt dat WKK energiebesparend is indien  $Br_{WKK} < Br_E + Br_Q$ . We geven enkele typische rendementen bij de bespreking van de uitvoeringsvormen van WKK.

Figuur 31: Vergelijking van WKK met de afzonderlijke productie van elektriciteit en warmte



Bron: VITO ([http://www.emis.VITO.be/EMIS/Media/energietechnologie\\_wkk\\_volledig\\_document.pdf](http://www.emis.VITO.be/EMIS/Media/energietechnologie_wkk_volledig_document.pdf), p. 2)

<sup>86</sup> Een meer algemene benaming is 'cogeneratie', letterlijk 'samen (co) opwekken (genereren)'. De definitie van 'cogeneratie' is dan: "De thermodynamisch opeenvolgende productie van twee of meer nuttige energievormen uit een enkele primaire energiebron". Cogeneratie kort men soms af tot 'cogen'.

<sup>87</sup> Het 'totaal rendement' van een WKK-installatie is de verhouding van de totale hoeveelheid bruikbaar vermogen ter beschikking gesteld door de WKK-installatie en de ervoor benodigde brandstof. Deze definitie is geen volwaardig rendement in de thermodynamische zin, omdat men twee energiehoeveelheden (warmte en arbeid) optelt die een zeer verschillende kwaliteit hebben. Men kan beter spreken van de brandstofbenuttigingsgraad van een WKK-installatie, om te preciseren dat het enkel over de energetische benutting van de brandstof gaat.

Afhankelijk van het proces en de bestemming wordt de warmte op verschillende temperaturniveaus geleverd, bijvoorbeeld als proceswarmte voor het verwarmen van de procesbaden bij het anodiseren van aluminiumprofielen, als processtoom in de papiernijverheid voor het verhitten van droogcilinders waarin het papier wordt gedroogd, of als warm water voor ruimteverwarming. Men kan de geproduceerde warmte ook gebruiken voor koeling in een absorptiekoelmachine. De kracht drijft doorgaans een generator voor elektriciteit aan, of soms rechtstreeks een machine (pomp, compressor ...). De opgewekte elektriciteit kan men rechtstreeks aanwenden of aan het openbare net leveren.

De verhouding tussen warmtevraag en elektriciteitsbehoefte bepaalt in hoge mate de keuze van WKK-techniek. Men onderscheidt 'topping' systemen en 'bottoming' systemen. In 'topping' systemen drijven hogetemperatuur uitlaatgassen of stoom een generator aan (voor de opwekking van elektriciteit), en gebruikt men de lagetemperatuurwarmte voor proces- of ruimtewarmte. In 'bottoming' systemen produceert men eerst hogetemperatuur proceswarmte, en gebruikt men de restwarmte voor de opwekking van elektriciteit.

Men kan WKK-installaties ook indelen volgens vermogen. Gewone WKK dient vooral voor (grootschalige) industriële toepassingen, waarbij de vermogens variëren tussen 1 MW<sub>e</sub> en meer dan 250 MW<sub>e</sub>. Mini-WKK dient vooral voor toepassing in de tertiaire sectoren (commerciële doeleinden), en micro-WKK voor toepassingen in de residentiële sector (verwarming). De vermogens liggen bij mini-WKK tussen 3 – 10 kW<sub>e</sub> als ondergrens en 50 – 1 000 kW<sub>e</sub> als bovengrens. De vermogens bij micro-WKK variëren van 1 tot 5 kW<sub>e</sub>.

De klassieke uitvoeringsvormen van WKK zijn stoomturbines, gasturbines, STEG's en verbrandingsmotoren. Meer recente vormen die vooral geschikt zijn voor mini- en micro-WKK zijn microturbines, Stirling-motoren, brandstofcellen en thermofotovoltaïsche installaties. We bespreken brandstofcellen en thermo-elektrische of thermo-fotovoltaïsche installaties afzonderlijk, omdat hier geen sprake is van een generator. Men gebruikt voor deze laatste ook geen brandstof maar zonlicht als primaire energiebron.

#### 6.1.5.2 WKK met stoomturbines

Bij *condensatie*-stoomturbines - zoals in een klassiek thermische centrale - reduceert men aan het eind van de turbine in een condensor de stoom naar atmosferische druk en een lage temperatuur, waarbij men het retourcondensaat terug naar de stoomketel leidt. De restenergie in de stoom wordt niet nuttig aangewend en er is geen sprake van WKK. Bij *aftapcondensatie*-stoomturbines is de mogelijkheid voorzien om (in geringe mate) stoom op de gewenste (proces)druk en (proces)temperatuur op een of meer plaatsen tijdens het expansieproces in de turbine 'af te tappen'. Men ontwerpt bijna nooit (aftap)condensatie-turbines om als WKK te fungeren. Bij *tegendruk*-stoomturbines komt aan het eind van de turbine stoom vrij van een voldoende hoge druk en temperatuur om als processtoom te kunnen dienen. Tegendruk-stoomturbines fungeren bijna altijd als WKK. De hogedrukstoomketel produceert stoom met een hogere druk dan nodig is voor de levering van de gevraagde warmte. De stoom expandeert in een stoomturbine tot de gewenste druk. De stoomturbine drijft een generator aan. Hoe hoger de inlaatdruk van de stoomturbine, des te meer elektrisch vermogen men kan produceren. De tegendruk is meestal laag (2,5 à 4 bar), overeenkomstig het vereiste temperaturniveau van de warmtegebruikers. Men komt tegemoet aan de warmtebehoefte van de gebruiker door de hoeveelheid inlaatstoom van de stoomturbine te regelen<sup>88</sup>. Men onderscheidt verder *netgekoppelde* stoomturbines en stoomturbines met *directe aandrijving* (van een grote machine zoals een pomp of compressor). Bij stoomturbines voor WKK-doeleinden ligt de nadruk op warmteproductie. Het thermisch rendement is bijgevolg eerder hoog en het elektrisch rendement eerder laag. De stoomturbine (zonder voorgeschakelde stoomketel) heeft een beschikbaarheid van meer dan 99 %.

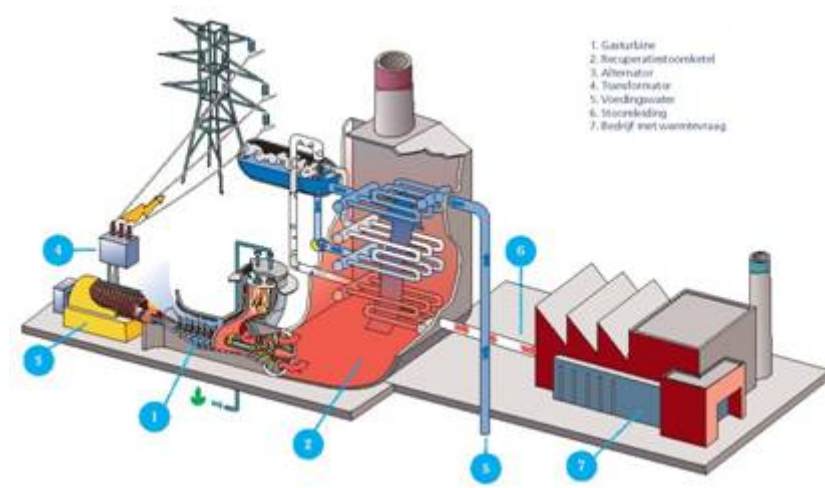
#### 6.1.5.3 WKK met gasturbines (enkelvoudige cyclus)

De werking van een WKK met gasturbine is dezelfde als die van een STEG-centrale (gasturbine met gecombineerde cyclus), behalve dat men bij WKK de stoom van de stoomgenerator (stoomrecuperatieketel, afgassenstoomketel) uitsluitend aanwendt voor (grootschalige) industriële

<sup>88</sup> Heel wat WKK-installaties met tegendrukstoomturbine in Vlaanderen hebben toch een nageschakelde condensor, met name voor de regelbaarheid van het proces, het opstarten van de installatie, het opdrijven van het elektrisch vermogen, ... Hierdoor kan men slechts een klein deel van het opgesteld elektrisch vermogen als echt WKK vermogen beschouwen.

toepassingen i.p.v. voor de opwekking van elektriciteit. Het vermogensbereik varieert van 1 MW<sub>e</sub> tot meer dan 250 MW<sub>e</sub>. De warmte is beschikbaar onder de vorm van stoom. De bouw en uitbating van zulke WKK-installaties verloopt vaak in een partnerschap tussen een elektriciteitsbedrijf en een industriële onderneming. Het elektrisch rendement van een WKK met gasturbine bedraagt 25 tot meer dan 40 %, naargelang het vermogen. De totale brandstofbenutting (som van elektrisch en thermisch rendement) is 70 tot 85 %. De gasturbine heeft een beschikbaarheid van 85 % en meer.

Figuur 32: WKK met gasturbine



Bron: Brochure 'Electrabel – Europees producent van elektriciteit' (website: [www.electrabel.com](http://www.electrabel.com))

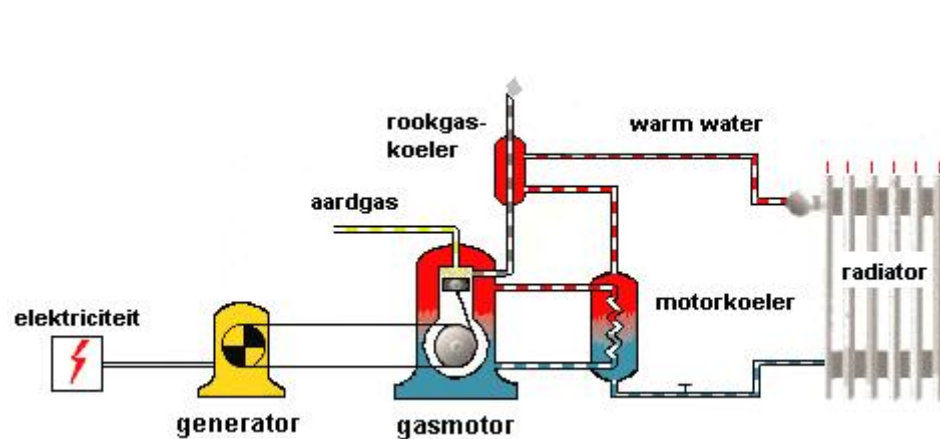
#### 6.1.5.4 WKK met STEG's (gasturbines met gecombineerde cyclus)

De geproduceerde stoom in de stoomgenerator (stoomrecuperatieketel, afgassenstoomketel) leidt men eerst door een tegendrukstoomturbine (i.p.v. condensatiestoomturbine) voor elektriciteitsopwekking, om pas daarna af te leveren als stoom met een lagere druk en temperatuur voor industriële toepassingen. De vermogens variëren van 5 MW<sub>e</sub> tot 250 MW<sub>e</sub>. STEG's voor WKK-doeleinden hebben een hoog elektrisch rendement.

#### 6.1.5.5 WKK met verbrandingsmotoren

**Verbrandingsmotoren:** De werking van een WKK met verbrandingsmotor is gebaseerd op een watergekoelde zuigermotor, eventueel met turbocompressor. De bewegingsenergie van de zuigermotor doet een generator draaien. De warmte uit de hete uitlaatgassen, de turbokoeling (indien relevant), de waterkoeling en de oliekoelkring gaan naar een of meer warmtewisselaars. WKK met verbrandingsmotor produceert warmte op laag niveau (afkomstig van de water- en oliekoeling) in de vorm van warm water, en (bij voldoende hoog vermogen) warmte op hoog niveau (afkomstig van de hete uitlaatgassen) in de vorm van stoom. Men kan zowel Dieselmotoren (compressie-ontsteking) als Otto-motoren (vonk-ontsteking) gebruiken, die men eventueel aanpast voor het verbranden van gas (aardgas, biogas, propaan, ...). Men spreekt dan van 'gasmotoren'. Bij WKK-toepassingen met motoren bevindt het elektrisch vermogen zich tussen de 5 kW<sub>e</sub> en 4 MW<sub>e</sub>. Deze WKK-toepassingen produceren meestal warm water voor zwembaden, tuinbouwbedrijven, ziekenhuizen, ... Het elektrisch rendement van een motor situeert zich tussen 30 en 42 % (iets hoger bij Diesel- dan bij Ottomotoren), het thermisch rendement tussen 40 tot 50 %;

Figuur 33: WKK met gasmotor



Bron: Aspiravi ([www.aspiravi.be](http://www.aspiravi.be))

#### 6.1.5.6 WKK met microturbines

**Microturbines:** Microturbines zijn gasturbines met een gering vermogen. Het elektrisch vermogen loopt van 25 tot 250 kW<sub>e</sub>. Het elektrisch rendement is ongeveer 30 % bij maximumvermogen. Een aantal technieken ondervangen het probleem dat een gasturbine bij kleine vermogens een laag omzettingsrendement heeft. Microturbines hebben een 'recuperator', waarin men de restwarmte in de rookgassen, nadat ze de expansieturbine hebben verlaten, gedeeltelijk gebruikt om de gecomprimeerde lucht verder op te warmen voor ze de verbrandingskamer ingaan. De generator van microturbines draait op hetzelfde toerental als de turbine (tot 100 000 omwentelingen per minuut), waardoor men verliezen in tandwieloverbrengingen vermijdt. Microturbines hebben een radiale stroming van de verbrandingslucht in de compressor en de rookgassen in de expansieturbines (in tegenstelling tot een axiale<sup>89</sup> stroming bij gasturbines). Compressor en expansieturbine zijn hierdoor elk beperkt tot een wiel met waaivormige schoepen (i.p.v. meerdere rijen schoepen), zodat de constructie eenvoudig en compact blijft. WKK met microturbine betekent dat men de resterende warmte gedeeltelijk terugwint in een warmtewisselaar (bv. voor 70/90°C c.v.-water). Men kan de hete rookgassen ook gebruiken voor hoogtemperatuur industriële processen, zoals een droger, oven of stoomvormer. Gasunie Research (Nederland) ontwikkelt een microturbine als branderventilator – de rookgassen van een microturbine zijn uitstekend bruikbaar als voorverwarmde verbrandingslucht van een gasketel. Men voorziet microturbinesystemen waarbij men de hete, schone CO<sub>2</sub>-verrijkte rookgassen gebruikt voor CO<sub>2</sub>-bemesting in de glastuinbouw<sup>90</sup>.

#### 6.1.5.7 WKK met Stirlingmotoren

De Stirlingmotor (of "heteluchtmotor") is gebaseerd op de Stirling-cyclus: een gesloten thermodynamische cyclus waarbij afwisselend een constante hoeveelheid werkgas (meestal lucht, helium of waterstof) expandeert bij verhitting en comprimeert bij afkoeling. Het werkgas stroomt cyclisch tussen een warme warmtewisselaar (een verzegelde ruimte in thermisch contact met een externe warmtebron, bv. een gasbrander) en een koude warmtewisselaar (een verzegelde ruimte in thermisch contact met een koudebron, bv. koelvinnen of ijswater). Een "regenerator" (een zeer poreuze metallische structuur, bijvoorbeeld een spons van koperdraad) tussen de twee ruimten zorgt voor de uitwisseling van warmte tijdens het stromen van het werkgas van de ene naar de andere ruimte. De regenerator verbetert gevoelig het rendement van de stirlingmotor.

De werking van een Stirlingmotor geschiedt in 4 fasen (figuur 34):

- 1) Uitzettingslag. Het gas wordt in de warme kamer verhit waardoor – bij constante temperatuur (isotherm proces) – het werkgas uitzet en arbeid verricht door een zuiger te bewegen.

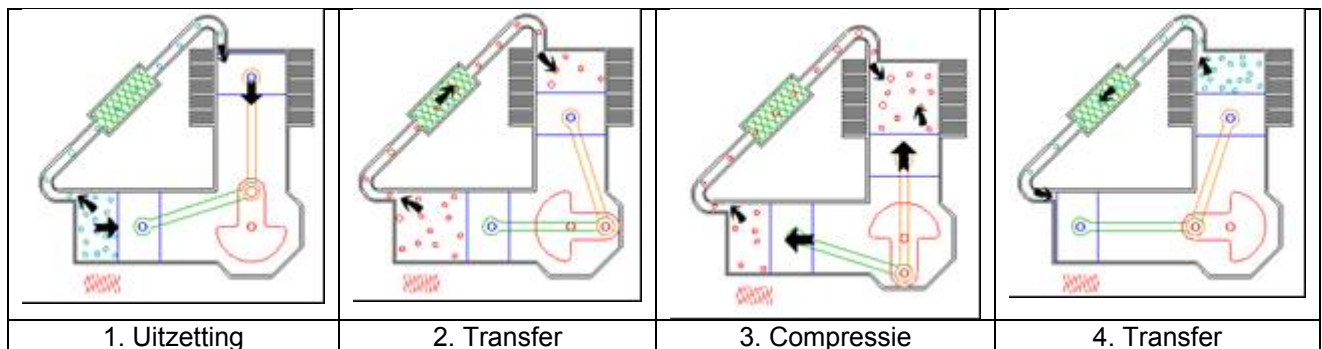
<sup>89</sup> Evenwijdig aan de as.

<sup>90</sup> GAWALO, april 2003.

- 2) Pompslag. Het hete werkgas stroomt via de regenerator van de warme naar de koude kamer, waarbij – bij constant volume (isochor proces) – het gas warmte afgeeft aan de regenerator (voor-afkoeling).
- 3) Compressieslag. Het gas wordt in de koude kamer afgekoeld waardoor – bij constante temperatuur (isotherm proces) – het werkgas inkrimpt en er minder arbeid nodig is om een zuiger het gas te doen comprimeren
- 4) Terugpompslag. Het koude werkgas stroomt via de regenerator terug van de koude naar de warme kamer waarbij – bij constant volume (isochor proces) – het gas warmte opneemt van de regenerator (voor-verhitting). Het gas wordt verwarmd tot de begintemperatuur, en de cyclus begint opnieuw.

De Stirling-cyclus levert netto arbeid op, die men gebruikt om een elektromotor aan te drijven (Stirlingmotor).

Figuur 34: De Stirling-motor ( $\alpha$ -type)



Bron: <http://www.keveney.com/Vstirling.html>

De (ideale) Stirlingmotor is eenvoudig, betrouwbaar, onderhoudsvrij en heeft een hoog rendement. Er is geen verbranding binnen de verzegelde cilinder, zodat de motor stil is en ook geen verbrandingsgassen uitstoot. Omdat de warmtebron extern is kan deze heel divers zijn (bv zonne- of geothermische energie), maar het vergt wel wat tijd eer het werkgas in de warme kamer van buiten af is opgewarmd (trage opstart). De gebruikte materialen worden bovendien zwaar thermisch belast. De kostprijs van een stirlingmotor is daarom nog zeer hoog. Een kleinschalige WKK-toepassing bestaat uit het inbouwen van de stirlingmotor in een klassieke verwarmingsketel. Het vermogen van Stirlingmotoren varieert van 20 tot kW. Het elektrisch rendement is laag: 10 % voor kleine toestellen, 30 % voor de grotere.

### 6.1.6 Duurzame opties voor elektriciteitsopwekking

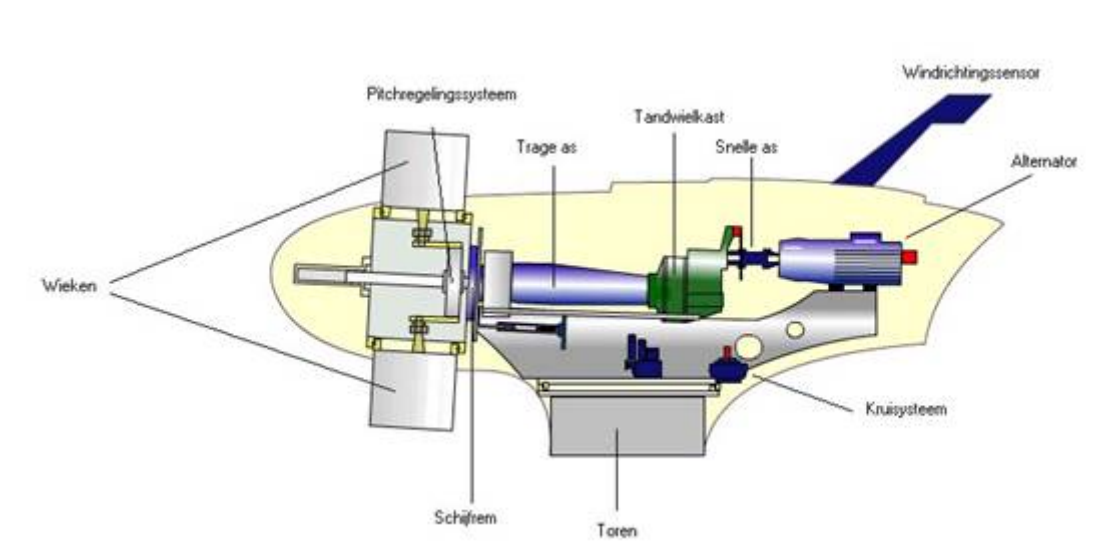
#### 6.1.6.1 Productie via biomassa

We bespreken de productie van groenestroom (en groene warmte) door de verbranding van biomassa of van biomassa afgeleide energiedragers in het afzonderlijk hoofdstuk 7, met name “activiteiten van de producenten van biologische brandstoffen”.

#### 6.1.6.2 Productie via windkracht

Er zijn twee hoofdtypen van windturbine: de horizontale asturbine en de verticale asturbine. Een horizontale asturbine bestaat grofweg uit drie onderdelen: de *rotor*, de *gondel* en de *mast*.

Figuur 35: De werking van een windturbine



Bron: <http://www.energy-project.net>

De *rotor* bestaat uit twee of tegenwoordig bijna altijd drie<sup>91</sup> (rotor)bladen in de vorm van een vleugelprofiel (“aërodynamische wieken”). De kinetische energie van de langsstromende lucht wordt door de uitgekiende vorm van het rotorblad omgezet in mechanische energie, met name de draaiende beweging van het rotorblad. De rotorbladen zitten vast aan de (hoofd)as. De “naaf” is de verbinding tussen het blad en de as. Een generator in de gondel zet de draaiende beweging van de as om in elektrische energie. Het cirkeloppervlak dat door de rotor wordt bestreken (en niet het aantal wieken!) is bepalend voor de hoeveelheid opgewekte energie. Het vermogen van een windturbine neemt kwadratisch toe met de rotordiameter. De rotordiameter is middellijn van de cirkel die de uiteinden van de rotorbladen beschrijven.

De bij voorkeur aërodynamisch vormgegeven *gondel* (figuur 35) bovenaan de mast bevat naast de generator allerlei regelapparatuur.

De rotatiesnelheid van de rotor is te laag om de generator op 50 Hz te laten draaien. De meeste windturbines hebben daarom een tandwielkast. Deze tandwielkast versnelt de draaiing van de hoofdas (‘trage as’), zodat de sneldraaiende, uitgaande as (‘snelle as’) van de tandwielkast de generator kan aandrijven. Er zijn ook “direct drive” windturbines zonder tandwielkasten. Deze turbines hebben speciale vermogenselektronica en een grote ringgenerator die – ondanks het relatief lage toerental en de variabele draaisnelheden – elektriciteit produceert aan de gewenste netfrequentie.

De rotorbladen (wieken) kunnen een vaste of verstelbare instelhoek (“pitch”) hebben t.o.v. de hoofdas. Het kunnen draaien van de rotorbladen over hun lengte-as (verstelbare instelhoek) laat toe dat ze bij elke windsnelheid de optimale stand hebben, waardoor men de opbrengst kan optimaliseren. Bij te hoge windsnelheden kan men de rotorbladen geleidelijk uit de wind draaien. Bij windkracht 7 of 8 treedt een beveiligingssysteem in werking en houden de rotorbladen op met draaien. Het zogenaamde “pitchregelingsysteem” bestaat uit een tandwielprofiel aan de binnenzijde van de rotorbladen. Men verdraait dit tandwielprofiel met een kleiner tandwiel, waaraan een elektromotor is bevestigd;

Een windvaan (of ‘windrichtingssensor’) op de gondel meet de windrichting. Een krui-motor zorgt ervoor dat – van zodra de windrichting verandert – de rotor steeds naar de wind gericht blijft.

De *mast* zorgt er voor dat de rotorbladen veel wind kunnen vangen – op grote hoogte waait het gemiddeld harder dan net boven het aardoppervlak en er is minder hinder van wervelingen van bomen, huizen, e.d. De ashoogte geeft de hoogte aan van de hoofdas t.o.v. de grond. Praktisch alle masten in Europa zijn gesloten metalen cilinders, maar vakwerkmasten zijn ook mogelijk.

<sup>91</sup> Twee rotorbladen zijn eenvoudiger te construeren. Drie rotorbladen belasten de mast gelijkmatiger.



Men kan het elektrisch generatorvermogen van de turbine gebruiken om de grootte van een windturbine aan te duiden, maar de elektriciteitsopbrengst hangt sterk af van de hoeveelheid wind op een locatie. Het aantal vollasturen geeft aan gedurende hoeveel uren in een jaar een windturbine op vol vermogen elektriciteit zou leveren, rekening houdend met de variatie in windaanbod. De capaciteitsfactor (of productiefactor of "load factor") is het aantal vollasturen uitgedrukt als een percentage van het aantal uren in een jaar.

Een moderne turbine van 3 MW<sub>e</sub> kan afhankelijk van de locatie per jaar 6 000 000 tot 7 500 000 kWh elektriciteit opleveren. Anno 2011 zijn windturbines met een vermogen tot 6 à 7,5 MW<sub>e</sub> beschikbaar (bijvoorbeeld de Enercon-126). In 2009 werd in het Waalse Estinnes de eerste 6 MW<sub>e</sub> windturbine van België in gebruik genomen, goed voor een stroomopbrengst van circa 17 000 000 kWh/j. Ben Hendriks, projectleider van het in 2004 afgesloten [DOWEC-project](#) (Dutch Offshore Wind Energy Converter) verwacht dat er rond 2015 turbines met een vermogen van ca. 12 tot 15 MW<sub>e</sub> kunnen worden gebouwd (bron: [www.ecn.nl](http://www.ecn.nl)).

Een windturbinepark moet zo optimaal mogelijk op de gemiddelde windrichting worden afgesteld. Andere factoren die het rendement bepalen zijn het plaatsingspatroon en de onderlinge afstand tussen de verschillende turbines.

Vertikale asturbines zijn onafhankelijk van de windrichting en goed geschikt voor toepassing op gebouwen, maar onder goede windcondities – met weinig variatie in windsnelheid en richting – presteren deze windturbines minder dan horizontale asturbines.

#### 6.1.6.3 Productie via fotovoltaïsche omzetting (PV) of zonnestroom

De rechtstreekse omzetting van zonlicht<sup>92</sup> in elektriciteit heet fotovoltaïsche zonne-energie of kortweg PV (van het Engelse woord photovoltaïc). "Foto" is afgeleid van het Griekse woord "phos" (licht), en "voltaïsch" verwijst naar de elektrische spanning (gemeten in Volt) waarin dat licht wordt omgezet. Men spreekt in toenemende mate ook van *zonnestroom* i.p.v. PV.

Aan de basis van de fotovoltaïsche omzetting ligt de absorptie van licht in een halfgeleidermateriaal en de scheiding van de aldus gegenereerde ladingsdragers door middel van een inwendig elektrisch veld. De speciale eigenschap van de halfgeleidermaterialen is dat de foton-energie (licht) negatief geladen elektronen vrijlaat. Deze elektronen laten op hun beurt mobiele en positief geladen gaten achter. De werking van de zonnecel ligt in het feit dat de elektronen en gaten worden gescheiden, waardoor de voorkant negatief en de achterkant positief wordt geladen (of andersom).

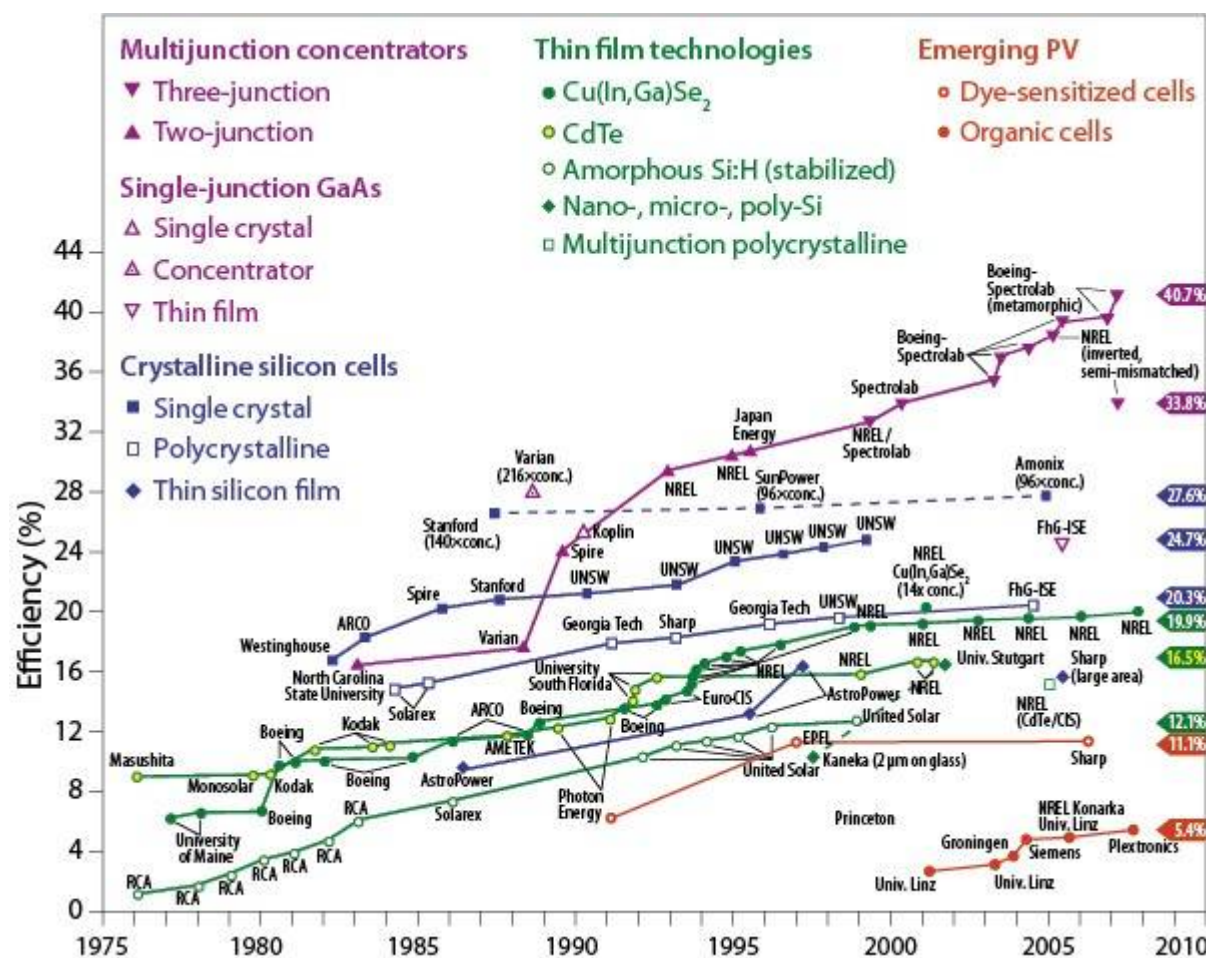
In tabel 12 is af te lezen welke materialen op dit moment worden toegepast. Figuur 36 toont de hoogste rendementen (in laboratorium).

Tabel 12: Zonnestroom, indeling van toepasbare celtechnologieën

materiaal		structuur	productietechnologie
Silicium (Si)		monokristallijn (m-Si)	wafers (plakken)
		polykristallijn (p-Si)	dunne film kristallijn
		amorf (a-Si:H)	dunne film
koper-indium-di-selenide (CuInSe <sub>2</sub> ) of (CIS)	III-V-verbindingen	polykristallijn	dunne film
cadmium-telluride (CdTe)			
gallium-arsenide (GaAs)			
organisch materiaal (foto-elektrochemische cel)		amorf	

<sup>92</sup> PV werkt ook bij kunstlicht.

Figuur 36: Evolutie van het rendement van zonnecellen (1975-2010)



Bron: Best research solar cell efficiencies reported by NREL (© 2010 NREL)

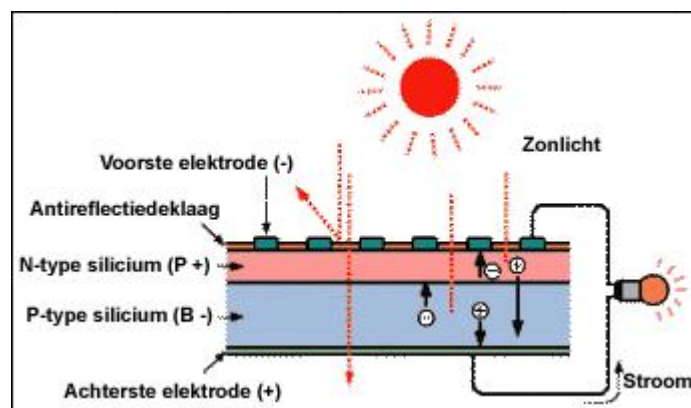
Men gebruikt voor commerciële doeleinden tegenwoordig bijna uitsluitend<sup>93</sup> silicium (Si) als halfgeleidermateriaal, omdat silicium tot nu toe relatief het goedkoopste en de meest rendabele oplossing is voor PV-doeleinden. Silicium-zonnecellen zijn onder te verdelen in *monokristallijne*, *multikristallijne* of *amorphe* zonnecellen. Het verschil tussen deze cellen heeft betrekking op de wijze waarop de siliciumatomen zijn geordend, de kristallijnstructuur. Men maakt verder een onderscheid tussen zonnecellen gemaakt van *plakken* kristallijn silicium (ruwweg 0,3 mm dik) en *dunne-film* (tussen 0,001 en 0,03 mm dik) zonnecellen.

We bespreken kort de werking van een kristallijn silicium-zonnecel (figuur 37). Uit het basismateriaal worden dunne schijven (plakken of 'wafers') gezaagd waarvan de voorzijde wordt verruwd om de optische reflectie te verminderen (antireflectiedeklaag). De antireflectiedeklaag bepaalt de kleur van de zonnecel. Door chemische bewerkingen wordt een negatieve bovenlaag (N-laag) en een positieve onderlaag (P-laag) gecreëerd die samen zorgen voor het inwendige elektrische veld. Onder invloed van licht (fotonenergie) worden er extra ladingdragers (elektronen en gaten) in de zonnecel vrijgemaakt. Men brengt metalen contacten (elektroden) aan op de zonnecel om de stroom te kunnen afvoeren. Nadat de zonnecel is aangesloten op een elektrische belasting ontstaat er een elektrische gelijkstroom.

<sup>93</sup> 99% van alle commerciële toepassingen in 2004 (bron: Lincot Daniel, Institut de Recherche et de Développement sur l'Energie Photovoltaïque (IRDEP), Paris, 2005).



Figuur 37: De werking van een silicium-zonnecel



Bron: <http://www.solar.philips.com>

Nieuwe typen zonnecellen zijn gemaakt van andere materialen, o.m. CIS (koper-indium-diselenide) en CdTe (cadmium-telluride). De op galliumarsenide (GaAs) gebaseerde multi-junctie systemen zijn tot op heden de meeste efficiënte zonnecellen. In oktober 2010 bereikte de metamorfe triple-junctie cel een (voorlopig) recordrendement van 42,3 %. Men onderzoekt ook het gebruik van organische materialen die gebruik maken van lichtabsorptie in organisch materiaal (kleurstof) voor de productie van goedkope, flexibele 'plastic' zonnecellen.

Men combineert zonnecellen in modules of panelen<sup>94</sup> om de volgende redenen:

- de kleine stroom en lage spanning van de aparte cellen vergroten tot bruikbare elektriciteit door parallel- en serieschakeling. Een zonnecel levert bij een spanning van 1,45 Volt een stroom van ca. 3 Ampère. Men kan hogere spanningen en stromen opwekken door meerdere cellen parallel en/of in serie te schakelen. Panelen met zonnecellen leveren in het algemeen een gelijkspanning van 12 of 24 Volt;
- de bescherming van de zonnecellen en metaalcontacten tegen weersinvloeden (zonnecellen zijn vooral uitermate gevoelig voor vocht);
- de mechanische stevigheid voor de zonnecellen (zonnecellen zijn uitermate breekbaar of broos);
- de praktische bevestiging op draagstructuren.

Het nominale *vermogen* van PV-cellen of -panelen wordt opgegeven in Wattpiek (Wp). Wattpiek is een maat om aan te geven hoeveel energie een cel of paneel kan produceren onder optimale omstandigheden. Om deze nominale waarden te bepalen en te vergelijken, wordt de opbrengst van een paneel gemeten onder standaard test condities (STC). Deze condities zijn 1) een instraling van 1,000 W/m<sup>2</sup>; 2) een zonnereferentiespectrum AM 1.5 (dit definieert het type en de kleur van het licht); en 3) een celtemperatuur van 25°C (omdat het rendement van een cel of paneel afneemt naarmate de temperatuur ervan omhoog gaat). Het piekvermogen van een PV-cel wordt ook wel MPP (Maximum Power Point) genoemd.

Het *rendement*<sup>95</sup> (zie ook figuur 36) van PV-zonnecellen is gelijk aan het percentage nuttig elektrische vermogen dat ten opzichte van het toegevoerde vermogen, in de vorm van licht per oppervlakte eenheid, door de zonnecellen wordt opgewekt. Het rendement is nooit 100 %, omwille van 2 factoren: *kleurgevoeligheid* en *recombinatie*. Kleurgevoeligheid betekent dat een zonnecel slechts optimaal werkt voor één kleur licht. Licht bestaat uit fotonen, waarvan de energie de kleur van het licht bepaalt. Een foton heeft een minimale energie nodig om een elektron in het materiaal waaruit de zonnecel is gemaakt los te maken. Is de energie te laag, dan wordt geen elektron losgemaakt. Is de energie hoger dan het benodigde minimum, dan wordt het overschot aan energie afgegeven in de

<sup>94</sup> De afspraak is het woord *zonnecollector* te gebruiken voor installaties die zonlicht omzetten in *warmte* (zoals in een zonneboilersysteem), en het woord *zonnepaneel* voor installaties die zonlicht rechtstreeks omzetten in *elektriciteit*.

<sup>95</sup> Men maakt onderscheid tussen 'maximum rendement' en 'typisch rendement'. Maximum rendement is het rendement dat men in laboratoria bereikt onder standaard omstandigheden. Het typisch rendement is het rendement dat men bereikt in de commerciële productie, en dat lager ligt dan het maximum rendement omwille van goedkopere materialen (lagere kwaliteit en niet-optimale kleurgevoeligheid), goedkopere fabricageprocessen en grotere oppervlaktes van de cellen.

vorm van warmte. Recombinatie betekent dat een elektron, eenmaal losgemaakt, de neiging heeft terug te vallen naar zijn oude toestand. Men kan de kleurgevoeligheid verbeteren door twee of drie verschillende materialen te stapelen. Men spreekt dan van een *tandem*. De gevolgen van recombinitie kan men verminderen door bv. de cel te belichten met *geconcentreerd* zonlicht onder een soort lens of spiegels.

Meer zonnepanelen maken doorgaans deel uit van een een zogenaamd PV-systeem of 'zonnestroominstallatie'. Andere componenten van een PV-systeem zijn hulpmiddelen zoals bekabeling, regelapparatuur en een draagconstructie. Men onderscheidt *autonome* en *netgekoppelde* PV-systemen. Netgekoppelde systemen leveren elektriciteit aan het net, met een spanningsomvormer ('inverter') om de door de zonnepanelen geleverde gelijkspanning om te zetten in de (230 volt, 50 Hz) wisselspanning van het elektriciteitsnet. Autonome PV-systemen zijn niet aan het net gekoppeld en hebben één of meer accu's, die overdag de geproduceerde energie omzetten tot opgeslagen chemische energie. Een laadregelaar voorkomt dat de accu vroegtijdig aan zijn einde komt door over- of onderladen.

Hybride systemen combineren PV-systemen met bijkomende 'stroomleveranciers' (bv. elektriciteitsgeneratoren op fossiele brandstoffen of biomassa, windturbines, ...). Wanneer het PV-systeem in een bepaalde periode de energievraag niet volledig kan dekken, zal de bijkomende stroomleverancier het vereiste vermogen leveren of de accu's bijladen.

Onderzoeksteams van het Nationaal Laboratorium voor Duurzame Energie in Colorado (VS) en het Nationaal Laboratorium van Los Alamos in New Mexico (VS) werken aan nieuwe materialen, voorzien van met nanotechnologie geproduceerde kwantumstippen ("quantum dots"). Deze kwantumstippen zijn kleine nanokristallen van halfgeleidermateriaal met een doorsnede van enkele tientallen nanometer. Men kan bij de fabricage van kwantumstippen hun vorm en grootte nauwkeurig regelen en daarmee de kleur (golflengte) van het licht dat ze absorberen en uitzenden. Men hoopt zo de spectrumconversie, en daarmee het omzettingsrendement, van zonnecellen te verhogen (tot 40 %). BP en het California Institute of Technology onderzoeken de ontwikkeling van zonnecellen die gebruik maken van zogenaamde "nanorods". Nanorods zijn zeer kleine siliciumcilinders die samengevoegd tot "nanorodarray's" meer elektrische energie kunnen genereren dan conventionele cellen.

Toekomstmuziek zijn zonnecollectoren in een geostationaire baan om de aarde (ZER). Een reflector, bestaande uit een dunne film met een oppervlakte van meerdere vierkante kilometers, vangt het zonlicht op en concentreert het op een zonnepaneel. Het zonnepaneel zet het licht om in elektrische stroom, die via kabels naar generatoren gaat waar hij wordt omgezet in microgolven, die in een geconcentreerde straal naar "rectenna's" (antennes die zich over verscheidene kilometers uitstrekken) op aarde worden geseind. De ontvangstations zetten de microgolven om in elektrische stroom, met een rendement van 90 %. Het grootste struikelblok zijn de kosten voor het lanceren van de zonnecollector in de ruimte (10 000 US\$ per kilo).

#### 6.1.6.4 Productie via waterkracht

Bij *waterkrachtcentrales* doet de kracht van stromend of vallend water (i.p.v. stoom) het schoepenwiel van een turbine draaien.

De grotere waterkrachtcentrales (> 1 MW<sub>e</sub>) werken met turbines. De generator heeft een hoog toerental nodig, en het toerental van een turbine ligt een stuk hoger dan van een 'klassiek waterrad'. De turbine en de generator zijn soms zelfs zonder tandwielkast ertussen op één en dezelfde as gemonteerd. Met turbines zijn daardoor rendementen van 95 % haalbaar.<sup>96</sup>

De precieze opbouw van de turbine en de ideale draaisnelheid zijn afhankelijk van het hoogteverschil en de beschikbare waterhoeveelheid. Men onderscheidt reactie- en impuls-turbines:

- Bij *reactie-turbines* (laag verval) bevindt de rotor zich geheel onder water en is de drijvende kracht het drukverschil tussen het water voor en na de turbine. Het toerental is niet zo hoog als bij impuls-turbines. Om het toerental te versnellen wordt een tandwielkast voor de generator geplaatst. De reactie-turbines zijn in principe te vergelijken met een omgekeerde scheepsschroef (Kaplan-turbine), of een omgekeerde centrifugaalpomp zoals in het koelsysteem van een auto (Francis-turbine);

<sup>96</sup> Schulp Anne, *Waterkracht is groen, maar desondanks omstreden*, in: Natuur&Techniek nr. 12/2003

- Bij *impuls-turbines* (hoog verval) wordt de drijvende kracht ontleend aan de kinetische energie van (snel) vallend water. Impuls-turbines werken onder atmosferische druk.

De elektriciteitsproductie van een waterkrachtcentrale is sterk afhankelijk van het hoogteverschil, de stromingssnelheid en de hoeveelheid water die de centrale passeert.

Een variant op de gewone waterkrachtcentrales zijn *pompcentrales* (spaarbekkencentrales). Ze vervullen vooral een tijdelijke opslagfunctie doordat ze elektrische energie omzetten naar gravitationele potentiële energie, die men op een later tijdstip weer kan omzetten naar elektrische energie. Een pompcentrale bestaat uit een hoger en lager gelegen waterbekken, verbonden door buizen. Wanneer de *prijs* van de elektriciteit laag is, pompt het systeem water van het lager naar het hoger gelegen reservoir. Wanneer de *prijs* van de elektriciteit hoog is, laat de pompcentrale het water opnieuw naar beneden lopen, en werkt zij als waterkrachtcentrale.

Andere vormen van waterkracht zijn *getijde-energie* en *golfenergie*, waarbij men gebruik maakt van de stroming in het water door getijden respectievelijk de golfbewegingen op zee.

De oudste *getijdencentrale* (gebouwd van 1960 tot 1966) is deze van La Rance in Frankrijk, met een capaciteit van 240 MW<sub>e</sub> (jaarlijkse productie 544 GWh). De tweede oudste getijdencentrale (bedrijfsklaar in 1984) is de Annapolis Royal Generating Station in Nova Scotia (Canada), met een capaciteit van 20 MW<sub>e</sub> (50 GWh per jaar). Iets recenter is de Jiangxia getijdencentrale in Hangzhou (China), operationeel sinds 1985 en met een capaciteit van 3,2 MW<sub>e</sub> (6 GWh/jaar). Een aantal recente initiatieven betreffen het Race Rocks (Noord-Amerika) getijdenkracht demonstratieproject (2006), de experimentele Kislaya Guba aan de Barentssee (Rusland), waarvan de capaciteit in 2006 werd opgetrokken tot 1,2 MW<sub>e</sub>, het 1,2 MW<sub>e</sub> SeaGen systeem in Strangford Lough (Noord-Ierland) en operationeel sinds eind 2008, en tot slot nog een tweetal Zuid-Koreaanse projecten: de Jindo Uldmok getijdencentrale met een voorziene capaciteit van 90 MW<sub>e</sub> tegen 2013<sup>97</sup> en de 254 MW<sub>e</sub> Sihwa meer getijdencentrale die begin 2011 werd voltooid.

Commerciële centrales op basis van *golfenergie* bestaan nog niet. Mondiaal zou het totaal beschikbaar golfvermogen van alle kustlijnen samen vergelijkbaar zijn met het huidige wereldelektriciteitsgebruik. Zo bereikt jaarlijks gemiddeld 5 à 10 TWh golfenergie het Belgische deel van de Noordzee (van Nifferik, 2011). Het eerste experimentele 'golfpark' werd operationeel in 2008 in Portugal (Aguçadoura), met een capaciteit van 2,25 MW<sub>e</sub>. Eind 2010 startte in Vlaanderen het FlanSea project, een samenwerkingsverband tussen Universiteit Gent en 6 Vlaamse bedrijven, dat onderzoekt hoe men op termijn de bedrijfszekere productie van elektriciteit op basis van golfenergie (of zogenaamde "blauwe" energie) kan realiseren. Binnen het drie jaar durende project zal een golfenergieconverteer worden ontwikkeld voor gematigde golfklimaten (zoals aan de Belgische kust). In het laatste jaar wordt de golfenergieconverteer geïnstalleerd op ca. 1 km buiten de haven van Oostende voor intensieve monitoring. Einddoel is de ontwikkeling en productie van robuuste golfenergieconverteers van 60 à 100 kW<sub>e</sub>/stuk, waarvan de kostprijs per eenheid stroomproductie – bij massaproductie – wordt teruggebracht tot hetzelfde niveau als van andere offshore energietechnieken (windparken). In de praktijk valt zeker ook de plaatsing van golfenergieconverteers te overwegen in/tussen offshore windparken, wat een aantal voordelen zou kunnen bieden naar netuitbouw en netstabiliteit.

### 6.1.7 Brandstofcellen

Een brandstofcel converteert continu op elektrochemische wijze chemische energie naar elektrische energie, waarbij ook thermische energie (warmte) wordt gegenereerd.

Een brandstofcel bestaat uit twee elektroden, met daartussen een (ionengeleidend) elektrolyt waar doorheen geladen deeltjes kunnen bewegen. De brandstof (bv. waterstof) wordt aan de anodekant ingevoerd, de oxidant (bv. zuivere zuurstof of zuurstof uit de lucht) aan de kathodekant. Aan de anode of kathode treedt een chemische reactie op, waarbij elektronen (e<sup>-</sup>) en ionen worden geproduceerd. Het elektrolyt is isolerend voor de elektronen en geleidend voor de ionen. Afhankelijk van het soort elektrolyt wordt een positief (bv. H<sup>+</sup>) of negatief ion (bv. OH<sup>-</sup>) door het elektrolyt getransporteerd ('gediffundeerd'). Hierdoor ontstaat een spanningsverschil tussen de elektroden. Als men een verbinding aanbrengt tussen de elektroden gaat er een stroom lopen. De ionen migreren doorheen

<sup>97</sup> Een vermogen van 1 MW<sub>e</sub> was al beschikbaar vanaf zomer 2009.

het elektrolyt naar de kathode (positieve ionen) of naar de anode (negatieve ionen), waar samen met de elektronen en zuurstof (aan de kathode) of waterstof (aan de anode) een nieuwe chemische reactie optreedt en water wordt gevormd. Bij de (exotherme) elektrochemische reactie komt ook een hoeveelheid (nuttig) bruikbare warmte vrij. De 'afvalproducten' bestaan grotendeels uit waterdamp ( $H_2O$ ) en afhankelijk van de gebruikte brandstof ook een hoeveelheid  $CO_2$ .

Er zijn verschillende soorten brandstofcellen met zeer uiteenlopende werkingstemperaturen (tabel 13). Men onderscheidt tegenwoordig de verschillende soorten brandstofcellen aan de hand van het materiaal van het elektrolyt: de alkalische brandstofcel (AFC), de fosforzure brandstofcel (PAFC), de gesmolten carbonaat brandstofcel (MCFC), de vaste oxide brandstofcel (SOFC) en de vaste polymeer brandstofcel (SPFC).

Tabel 13: De soorten brandstofcellen

Soort	anode effluent	ion	kathode effluent	werkingstemperatuur (° C)
AFC	$H_2, H_2O$	$OH^-$	$O_2$	80
SPFC	$H_2$	$H^+$	$O_2, H_2O$	80
PAFC	$H_2$	$H^+$	$O_2, H_2O$	200
MCFC	$H_2, CO_2, H_2O$	$CO_3^{2-}$	$O_2, CO_2$	650
SOFC	$H_2, H_2O$	$O_2^-$	$O_2$	1 000

AFC: Alkaline Fuel Cell (kaliumhydroxide)

SPFC: of PEMFC: 'Proton Exchange Membrane Fuel Cell (vast polymeer)

PAFC: Phosphoric Acid Fuel Cell (geconcentreerd fosforzuur)

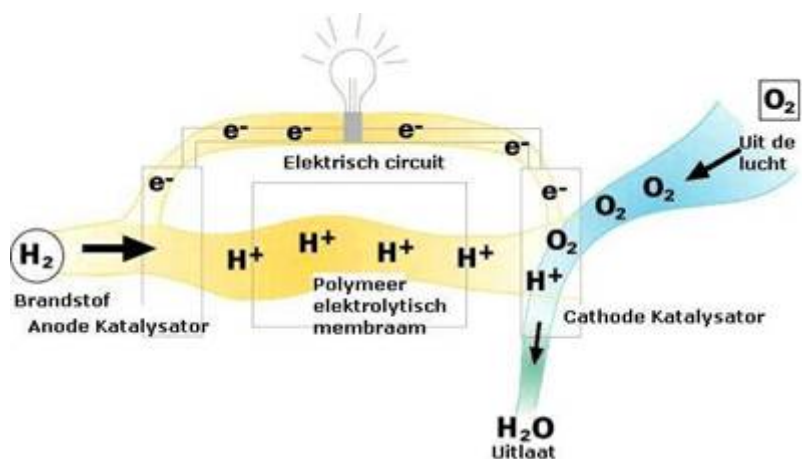
MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell (gesmolten lithium- en kaliumcarbonaten)

SOFC: Solid Oxide Fuel Cell (vast zirconiumoxide, gestabiliseerd met yttriumoxide)

Bron: ECN, 1998

Figuur 38 toont een voorbeeld van een vaste polymeerbrandstofcel SPFC (ook 'Proton Exchange Membrane Fuel Cell' of PEMFC genaamd).

Figuur 38: Schema van een vaste polymeerbrandstofcel (SPFC)



Bron: <http://www.vgpsoftware.tmfweb.nl/Scheikunde>

Een brandstofcel-systeem bestaat uit 3 hoofdcomponenten: de *fuel-processor*, de *stack* en de *power-conditioner*:

- de *fuel-processor* zorgt dat de brandstof in de juiste samenstelling wordt aangeboden, en bestaat bv. uit een reformer (voor de aanmaak van waterstof uit bv. aardgas of methanol) en een gaszuiveringsinstallatie. Bij laagtemperatuur brandstofcellen is een externe reformer nodig, bij hogetemperatuur brandstofcellen kan de reforming binnen de cel plaatsvinden en spreekt men van een interne reformer. Reforming is een endotherm proces (vraagt warmte);
- de *stack*, een stapeling van brandstofcellen m.b.v. separatorplaten, schakelt de brandstofcellen in serie om hogere spanningen te krijgen. Randapparatuur zoals pompen, een warmtewisselaar,

een bevochtiger en een luchtcompressor regelen de temperatuur en de luchtvochtigheid van de stack;

- de power-conditioner zet de gelijkstroom om naar wisselstroom met de juiste eigenschappen.

De belangrijkste voordelen van brandstofcellen zijn:

- brandstofcellen hebben een hoog rendement in vergelijking met andere vormen van energieopwekking, omdat een brandstofcel geen gebruik maakt van een of andere thermodynamische cyclus<sup>98</sup>. De globale omzettingsgraad bedraagt 80 tot 90 % of meer, naargelang men de 'verlieswarmte' nuttig kan gebruiken;
- brandstofcellen zijn uitermate geschikt voor WKK, omdat ze tegelijkertijd elektriciteit en warmte produceren;
- brandstofcellen zijn relatief schoon, omdat ze (in ideale vorm) bijna geen schadelijke stoffen uitstoten;
- brandstofcellen zijn gebruiks- en onderhoudsvriendelijk;
- brandstofcellen zijn quasi geruisloos en vertonen weinig tekenen van slijtage (geen bewegende delen).

Technische uitdagingen i.v.m. brandstofcellen hebben o.m. betrekking op het ontwikkelen van iongeleidende polymeren bij bedrijfstemperaturen rond 130°C; het ontwikkelen van CO-resistente anodematerialen bij lage temperatuur brandstofcellen; het ontwikkelen van oxidatie / reductie resistente anodematerialen bij hoge temperatuur brandstofcellen; het vermijden van koolstofafzetting in het anodecompartiment bij de directe omzetting van koolwaterstoffen; het gebruik van nanomaterialen (een dunne elektrolietlaag kan beter presteren), en de ontwikkeling van een elektrodemateriaal voor reversibele systemen (de combinatie van de directe omzetting van zonlicht in ofwel energie ofwel in waterstof m.b.v. een elektrolyzer, waarbij een brandstofcel de waterstof omzet in elektronen) (van der Molen, 2003).

De belangrijkste problemen met brandstofcellen zijn enerzijds de kosten en de duurzaamheid van de brandstofcel, en anderzijds de aanmaak, transport en opslag van waterstof. Problemen met waterstof zijn o.a. zijn lage dichtheid en zeer laag kookpunt.

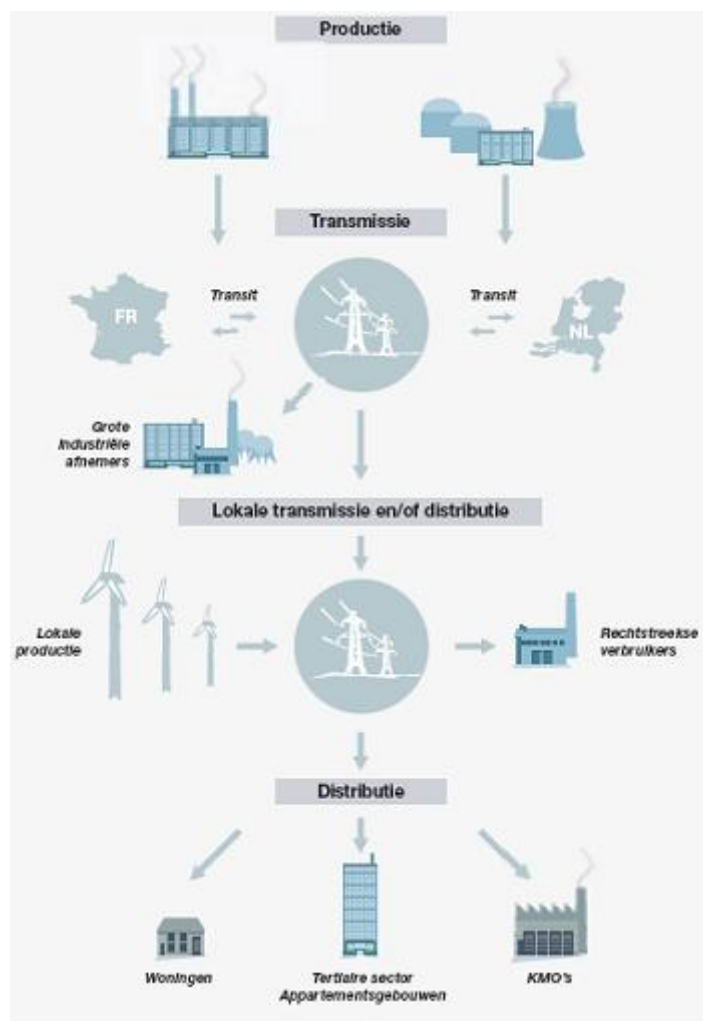
### **6.1.8 Transport (transmissie) en distributie van elektriciteit**

Het aanbod van elektriciteit moet altijd gelijk zijn aan de vraag, omdat het onmogelijk is elektriciteit op te slaan (men kan bijvoorbeeld wel de 's nacht teveel geproduceerde elektriciteit omzetten in gravitationele potentiële energie door met deze elektriciteit water op te pompen in pompcentrales). Om de doorstroming van aanbod naar vraag te garanderen hebben de elektriciteitsbedrijven een uitgebreid elektriciteitsnet opgebouwd. Het hoogspanningsnet van België maakt deel uit van het Europese interconnectienet. Dit interconnectienet was oorspronkelijk ontworpen voor wederzijdse ondersteuning, zodat elektriciteit via het Europese net kon worden aangevoerd wanneer in een bepaald land een tekort was aan elektriciteit (bv. door het uitvallen van een centrale). Indien men op Europese schaal grootschalig handel wil drijven, zal het nodig zijn dit interconnectienet verder uit te bouwen.

Een elektriciteitsnet is opgebouwd uit een geheel van bovengrondse lijnen, ondergrondse kabelverbindingen, schakelstations, transformatorstations en –cabines. Deze laatste vormen de knooppunten in het net, waar energie wordt getransformeerd op verschillende spanningen en de stromen kunnen worden omgeleid (figuur 39).

<sup>98</sup> Een brandstofcel is niet onderhevig aan de rendementslimiet van Carnot.

Figuur 39: Elektricitetsstromen



Bron: Synergrid (2007): Energienetten ten dienste van de samenleving, brochure, p. 8

Elia is de beheerder van het Belgische transmissienet voor elektriciteit. Deze verantwoordelijkheid werd aan de onderneming toevertrouwd op grond van de licenties die door de federale regering (voor het net op 150 tot 380 kV) en door de drie regionale overheden (voor de verbindingen op 30 tot 70 kV) werden verleend.

Het hoogspanningsnet van Elia bestaat uit luchtlijnen en ondergrondse kabels met een spanning van 380 tot 30 kV. Meer dan 800 hoogspanningsposten zetten de spanning om tot op het vereiste niveau. In totaal omvat het net van Elia 8 379 kilometer verbindingen, waarvan 5 614 km bovengrondse lijnen en 2 765 km ondergrondse kabels (bron: [www.elia.be](http://www.elia.be), toestand 31.12.2009).

Er bestaan netten voor verschillende spanningsniveaus:

- het koppelnet of de lijnen onder zeer hoge spanning (ZHS) - in België zijn dit 380 kV-lijnen. Deze lijnen vormen de ruggengraat van het Belgische net en van de koppeling met de Europese netten. In het binnenland verbinden de 380 kV-lijnen de grote elektriciteitscentrales met elkaar, waaronder ook de pompcentrale van Coe. Op Europees vlak verzekeren ze de onderlinge koppeling met de buurlanden Nederland en Frankrijk. Zij vervoeren een grote hoeveelheid elektriciteit met een minimum aan energieverliezen. De meeste verbindingen lopen bovengronds en hangen aan hoogspanningsmasten ('luchtlijnen');
- de hoogspanningsnetten (HS), met een spanningsniveau tussen de 26 kV en 220 kV. De middelgrote productie-eenheden zoals de STEG's, de waterkrachtcentrales (in Wallonië) en de windmolenparken injecteren hun geproduceerde energie op de spanningsniveau's van 220 kV en

150 kV. De grote industriële klanten zijn eveneens aangesloten op de 220 kV- en 150 kV-verbindingen. Deze verbindingen hangen meestal bovengronds.

Men heeft de 70 kV-netten buiten en de 36/30/26 kV-netten binnen de grote stedelijke agglomeraties gebouwd. In gebieden met een lage spanningsdensiteit gebruikt Elia deze netten voor transportdoeleinden. Op andere plaatsen schakelt Elia ze in voor het transporteren van vermogen vanaf 150/70 kV- of 150/36/26 kV-knooppunten naar de verschillende voedingspunten van de middenspanning, of voor de bevoorrading van industriële klanten die op een vermogen van 30 tot 40 MW hebben ingeschreven en die rechtstreeks op het 36/26 kV- of 70 kV-net zijn aangesloten. De 70/36/26 kV-netten worden *vermaasd* geëxploiteerd, d.w.z. dat een punt via verscheidene wegen kan worden bevoorrad;

- De midden- en laagspanningsnetten (MS en LS), met een spanningsniveau van 1 kV tot 26 kV voor middenspanning en 230 V en 400 V voor laagspanning: Deze verbindingen vervoeren de elektrische energie naar de kleinere industriële ondernemingen (KMO's), de sector van handel & diensten en de huishoudens. De meeste kabels lopen ondergronds. De midden- en laagspanningsnetten worden *radiaal* uitgebaat, d.w.z. dat een gegeven punt normaal slechts via één weg wordt bevoorrad.

Met *transmissie*<sup>99</sup> van elektriciteit bedoelde men traditioneel het transport van elektriciteit onder (zeer) hoge spanning (> 30 kV) van de producent tot bij de afnemer. De afnemer is ofwel een grote industriële klant die rechtstreeks bij de producent koopt, of een distributienetbeheerder die elektriciteit onder hoge spanning van de producent geleverd krijgt. De federale overheid nam bij de bevoegdheidsverdeling als grens 70 kV i.p.v. zich te baseren op de 'gebruikelijke' 30 kV grens.

Elia heeft vier controlecentra (of "dispatchings"), van waaruit het hoogspanningsnet constant wordt bewaakt en aangestuurd. De nationale dispatching is in Linkebeek. Daarnaast zijn er drie regionale dispatchings in Antwerpen (Merksem), Brussel en Namen.

Met *distributie* van elektriciteit bedoelt men het regionale of lokale transport van elektriciteit over midden- of laagspanningslijnen<sup>100</sup>.

## 6.2 Activiteiten van de gasbedrijven

### 6.2.1 Het aardgasvervoersnet (transport)

België heeft geen aardgasvelden en is bijgevolg volledig aangewezen op de invoer van aardgas.

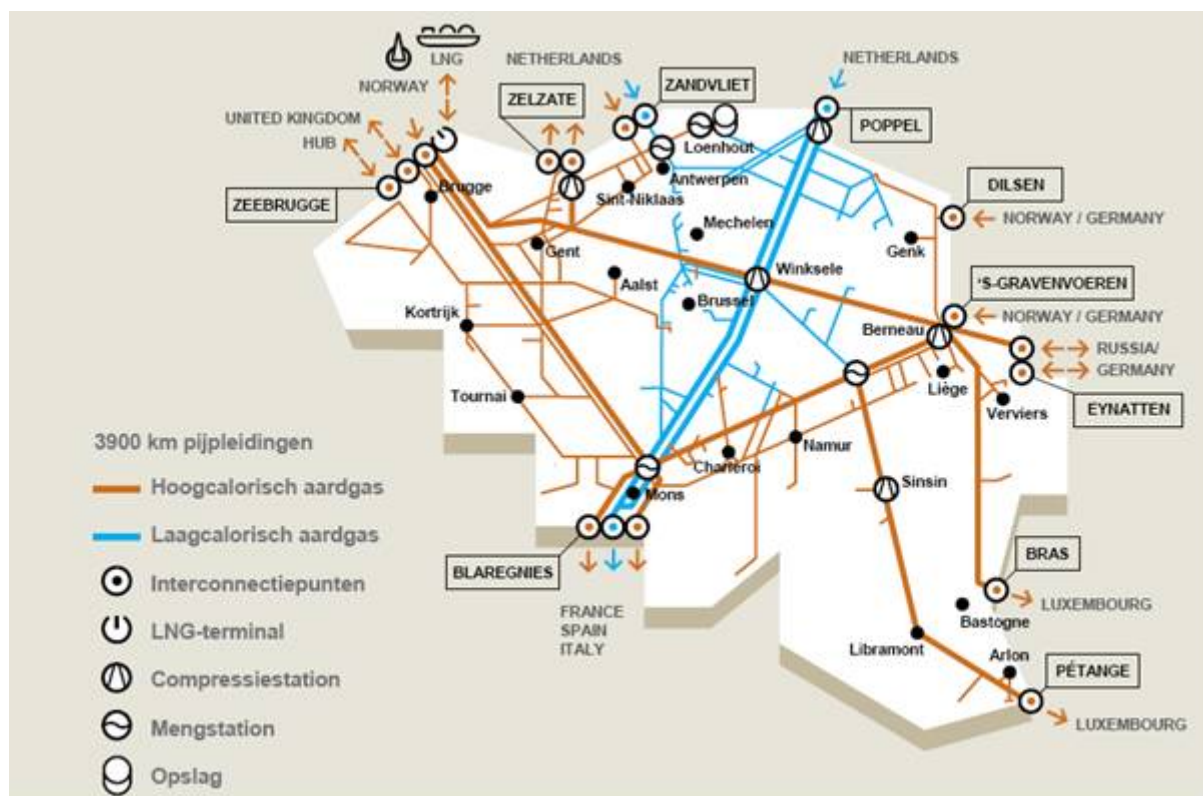
Fluxys is de enige beheerder van het vervoersnet en de opslaginstallaties voor aardgas. Fluxys LNG is de enige beheerder van de LNG-installaties. De distributie van aardgas is in handen van de distributienetbeheerders.

<sup>99</sup> De Eerste Elektriciteitsrichtlijn en de Belgische omzettingwet definiëren transmissie als het vervoer van elektriciteit langs het extrahoogspannings- en hoogspanningskoppelnets (70 000 volt of meer) met het oog op de levering ervan aan eindafnemers of distributiemaatschappijen. De Tweede Elektriciteitsrichtlijn heeft de term 'transmissie' vervangen door 'transport'. De Belgische wet van 1999 heeft de term 'transmissie' behouden.

<sup>100</sup> Pepermans G. en Proost S.: De distributie van elektriciteit in Vlaanderen, EI/C1/00-O1/FIN, K.U. LEUVEN ENERGIE-INSTITUUT, 25 oktober 2002.



Figuur 40: Het aardgas transport- en transitnet (België, 2010)



Bron: Fluxys (2010)

Het Fluxys-net omvat 3 900 kilometer leidingen en wordt gebruikt voor zowel het vervoer van aardgas voor verbruik in België als het grens-tot-grensvervoer van aardgas naar andere eindverbruikersmarkten. Fluxys vervoert jaarlijks circa 17,5 miljard m<sup>3</sup> aardgas voor verbruik in België. De geboekte capaciteit voor grens-tot-grensvervoer op lange termijn bedraagt ongeveer 80 miljard m<sup>3</sup> per jaar voor het bestaande netwerk en ongeveer 20 miljard m<sup>3</sup> per jaar voor infrastructuur in opbouw of nog te bouwen. Het aardgasvervoersnet telt aansluitingen met 17 distributienetbeheerders (DNBs). Daarnaast zijn ongeveer 250 industriële eindverbruikers en elektriciteitscentrales rechtstreeks aangesloten op het aardgasvervoersnet.

*Het vervoersnet (transport in stalen leidingen onder hoge druk > 15 bar) vervoert het gas naar ontvangststations. Deze transportleidingen staan, om economische redenen, onder hoge druk. De diameter van de transportleiding moet beperkt blijven, omdat door de hoge druk de wanddikte snel toeneemt bij vergroting van de diameter.*

Er zijn 2 grote categorieën van aardgaskwaliteit: laagcalorisch<sup>101</sup> gas of L-gas (nominale calorische bovenwaarde 9,769 kWh/Nm<sup>3</sup>) en hoogcalorisch gas<sup>102</sup> of H-gas (11,630 kWh/Nm<sup>3</sup>). Het L-gas komt uit Nederland (de Nederlandse Aardolie Maatschappij of NAM is de enige producent) via Poppel en in mindere mate via Zandvliet België binnen. De dubbele Noord-Zuid verbinding (Poppel-Blaregnies) staat in voor de bevoorrading van L-gas in België. Het H-gas wordt uit Noorwegen, Algerije, het Verenigd Koninkrijk, Duitsland en Nigeria ingevoerd via LNG-tankers (Zeebrugge), de interconnector (Zeebrugge) en ondergrondse pijpleidingen (Zeebrugge, Zelzate, 's Gravenvoeren, Eynatten). De West-Oostverbinding (Zeebrugge/Zelzate/Zandvliet – 's Gravenvoeren/Eynatten/Obbicht) is de verbinding voor het vervoer van H-gas.

Fluxys startte in januari 2010 met het VTN 2-project. Langs de bestaande VTN 1-leiding (Zeebrugge/Zelzate - Eynatten) legt Fluxys een tweede leiding aan tussen Eynatten en Opwijk, een

<sup>101</sup> Fluxys definieert laagcalorisch gas, arm gas, Slochterengas of L-gas als aardgas afkomstig van het gasveld Slochteren in Nederland, en met een nominale calorische bovenwaarde (CBW) van 35,169 MJ/Nm<sup>3</sup> of gas met een gelijkwaardige kwaliteit.

<sup>102</sup> Fluxys definieert hoogcalorisch gas, rijk gas of H-gas als aardgas met een nominale calorische bovenwaarde (CBW) van 41,868 MJ/Nm<sup>3</sup>. Men gebruikt meestal deze aanduiding voor aardgas afkomstig van de Noordzee, Rusland, Algerije en het VK.



traject van 170 kilometer. De ingebruikneming van die versterking, goed voor een investering van ruim 2 300 miljoen Euro, is progressief voorzien vanaf eind 2010, in functie van het verkrijgen van de nodige vergunningen.

### 6.2.3 Compressorstations

Fluxys moet contractueel een welbepaalde druk garanderen bij de levering van aardgas – o.a. aan distributienetbeheerders (DNBs), grote industriële eindgebruikers en elektriciteitscentrales – om een optimaal gebruik van de beschikbare capaciteit in de leidingen te verzekeren. Bij een winterse vraag moet het gas met grote snelheid door de leiding worden getransporteerd. Omdat het drukverlies evenredig is met het kwadraat van de snelheid en met de afgelegde afstand, daalt op koude dagen de transportdruk snel. Rekening houdend met deze verplichtingen en de drukverliezen die optreden tijdens het vervoer, moet het aardgas in de hoofdleidingen op bepaalde punten worden gecompriëerd.

Een compressorstation heeft als functie de transportdruk van het gas, als deze te laag wordt, op het gewenste niveau te brengen. Dit gebeurt door middel van gasturbines die centrifugaalcompressoren aandrijven. Het compenseren van de leidingverliezen kost bijgevolg energie. Het energiegebruik van de compressorstations is sterk afhankelijk van de vraag naar aardgas. In de zomer gaat er relatief weinig gas door de leidingen en zijn de verliezen gering. De energieverliezen nemen sterk toe bij piekvraag in de winter.

Fluxys heeft drie compressorstations in Vlaanderen. De compressiestations van Weelde en Winksele verhogen de druk van het laagcalorische aardgas in de leiding van Poppel aan de Nederlandse grens naar Blaregnies aan de Franse grens. Weelde heeft een geïnstalleerd vermogen van 48 115 kW en Winksele een geïnstalleerd vermogen van 35 370 kW. Het compressiestation in Zelzate, in gebruik genomen in december 2008 en met een capaciteit van 19 200 kW, zorgt voor bijkomende capaciteit die nodig is voor de algemene groei van de aardgasvraag in België, en biedt tevens de mogelijkheid om grotere volumes te transporteren naar en vanuit de ondergrondse opslag in Loenhout (toestand 31.12.2009).

### 6.2.4 Mengstations

Fluxys bedient een vervoersnet voor laagcalorisch aardgas (Slochterengas) afkomstig uit Nederland en een vervoersnet voor hoogcalorisch aardgas (rijk gas) afkomstig uit andere bronnen. Slochterengas is gas met een lage verbrandingswaarde dat niet minder dan 14,32 % stikstof (N<sub>2</sub>) bevat. Stikstof bepaalt mede de Wobbe-index<sup>103</sup>.

De mengstations van Lillo en Loenhout zetten hoogcalorisch aardgas om in laagcalorisch aardgas om eventuele tekorten in het laagcalorische net op te vangen bij piekverbruik in de winter. Hoogcalorisch aardgas wordt omgezet in laagcalorisch aardgas door het toevoegen van stikstof. Men gebruikt stikstof omdat laagcalorisch menggas slechts beperkt beschikbaar is. In het mengstation van Lillo kan laagcalorisch aardgas ook worden verrijkt door de toevoeging van hoogcalorisch aardgas.

Het omvormen van hoogcalorisch gas (H-gas) tot laagcalorisch gas (L-gas) wordt in België bijna niet gedaan, omwille van de kostprijs. Omschakelen van L-gas in H-gas is enkel mogelijk mits een technische ingreep bij de aardgastoestellen van de klanten.

### 6.2.5 De ondergrondse opslag van aardgas

Aardgas wordt geïmporteerd aan relatief constante volumes. De gebruikte volumes echter fluctueren naargelang het uur, de dag, de maand of het seizoen. De grootste verschillen in gebruik doen zich voor tussen de zomer en de winter. Fluxys gebruikt de ondergrondse opslagfaciliteiten in Loenhout om de seizoenschommelingen in het verbruik in evenwicht te houden met de geïmporteerde volumes. Hoogcalorisch aardgas (H-gas) wordt ondergronds opgeslagen in de aquifers (watervoerende lagen) van Loenhout gedurende de warmere maanden, en verwijderd gedurende de koudere maanden, of tijdens perioden van spitsvraag. Er is geen opslag van laagcalorisch aardgas (L-gas), omdat de bevoorrading uit Nederland voldoende flexibel is zodat seizoenopslag overbodig is.

<sup>103</sup> De Wobbe-index is het quotiënt van de bovenste verbrandingswaarde en de relatieve dichtheid t.o.v. lucht. Twee gassen van verschillende samenstelling maar met dezelfde Wobbe-index, leveren dezelfde hoeveelheid energie bij gelijke verbrandingsomstandigheden.

In Loenhout wordt gas opgeslagen in een koepelvormige structuur op ongeveer 1 100 m diepte<sup>104</sup>. Het opslaggesteente is een gesteente (Dinantiaan) vol holten die gevuld zijn met warm, zout water. De holten in dit gesteente zijn groot genoeg en voldoende met elkaar verbonden om het aardgas gemakkelijk in het gesteente te injecteren en er weer uit te halen. Het opslaggesteente wordt afgesloten door een koepelvormige rotslaag (Namuriaan) die water- en gasdicht is, waardoor het gas in de koepel gevangen blijft.

Exploitatieputten dienen om het aardgas in de ondergrond te injecteren of om het er weer uit te halen. Bij injectie duwt het gas het warme, zoute water in de holten naar omlaag. Bij het uitzenden is dat omgekeerd. Bij het vullen in de zomer wordt het aardgas eerst *gefilterd*, om te voorkomen dat stofdeeltjes de installaties beschadigen. De druk, het volume, de samenstelling en de temperatuur van het ingevoerde gas worden *gemeten*. Het aardgas wordt vervolgens *gecomprimeerd*, omdat het aardgas enkel het water in de holten kan wegduwen als het een hogere druk heeft dan de druk in de holten van het opslaggesteente. Het gecomprimeerde aardgas wordt tot slot voor *injectie* naar de exploitatieputten geleid die verspreid staan over vier platformen. Bij het ledigen in de winter wordt het aardgas eerst *ontzwaveld* in ontzwavelingstorens. De aanwezigheid van water, koolstofdioxide en zwavelhoudende stoffen bij een temperatuur van zowat 60°C en een druk van meer dan 100 bar in het opslaggesteente, doet (zeer corrosief) diwaterstofsulfide ontstaan dat zich mengt met het aardgas. De ontzwavelingstorens zijn gevuld met actieve kool die geïmpregneerd is met kaliumjodide en 60 % van zijn eigen gewicht aan zwavel kan absorberen. Het ontzwavelde maar natte aardgas wordt vervolgens *gedroogd* in droogtorens. Het aardgas wordt eerst afgekoeld tot ongeveer 30°C, waardoor het water condenseert en onderaan in de droogtoren van het gas wordt afgescheiden. Het aardgas stijgt naar de top van de toren, waar in tegenstroom triëthyleenglycol (TEG) vloeit, een vloeistof die zeer gemakkelijk grote hoeveelheden water opneemt. De met water verzadigde TEG stroomt naar een regeneratie-eenheid. Het ontzwavelde en gedroogde aardgas wordt op netdruk gebracht (*netdrukreducering*), en eenmaal het volume, de druk, de temperatuur en de samenstelling zijn geanalyseerd, kan het aardgas opnieuw in het net.

Enkele kerngegevens van de ondergrondse opslag in Loenhout zijn (toestand eind 2010):

- nuttige opslagcapaciteit ('bruikbaar' of 'werkvolume'): 650 000 000 Nm<sup>3</sup>;
- basis injectiecapaciteit: Nm<sup>3</sup>/uur;
- piek injectiecapaciteit: 325 000 Nm<sup>3</sup>/uur;
- basis uitzendcapaciteit: Nm<sup>3</sup>/uur;
- piek uitzendcapaciteit: 625 000 Nm<sup>3</sup>/uur.

Fluxis is in 2007 begonnen met de werken om de ondergrondse opslagcapaciteit van de opslag in Loenhout over een periode van 4 jaar (2008-2011) met 15% uit te breiden van een nuttig volume van 600 miljoen m<sup>3</sup> tot 700 miljoen m<sup>3</sup> (totaal volume 1 400 miljoen m<sup>3</sup>). In 2009 steeg het nuttig opslagvolume van 625 miljoen m<sup>3</sup> naar 650 miljoen m<sup>3</sup> aardgas. Tegen 2010 stijgt de uitzendcapaciteit van 500.000 tot 625.000 m<sup>3</sup> per uur en neemt de injectiecapaciteit toe van 250.000 naar 325.000 m<sup>3</sup> per uur.

Fluxys besloot in 2006 om samen met Gazprom Export en Gazprom Marketing & Trading de mogelijkheden te onderzoeken om een ondergrondse aardgasopslag te ontwikkelen in Poederlee. Fluxys deed de eerste exploraties naar de site in Poederlee in 1988. De locatie ligt op ongeveer 18 kilometer in vogelvlucht van Loenhout en bevindt zich in het gebied waarvoor Fluxys een exploratievergunning heeft. Ondergronds behoren Loenhout en Poederlee tot dezelfde geologische structuur. Het gaat om dezelfde laag poreus waterhoudend gesteente op meer dan een kilometer diepte (Fluxys, persbericht 27.06.2006). De haalbaarheidsstudie, met o.a. seismische onderzoeken en verkennende boringen, werd eind 2007 afgerond. De projectpartners besloten in februari 2008 om geen verdere stappen te zetten in de exploratie van de site. Bij die beslissing gaf het voor Fluxys de doorslag dat het project niet voldoet aan de vooropgestelde economische criteria. Het seismisch onderzoek toonde aan dat de nuttige opslagcapaciteit te klein is om rendabel geëxploiteerd te kunnen worden (Fluxys, persbericht 5 mei 2008).

Vanaf 2007 onderzoekt Fluxys samen met de VITO en de LRM (Limburgse Reconversie maatschappij) potentiële plaatsen voor ondergrondse aardgasopslag in de Limburgse

<sup>104</sup> Loenhout is (voorlopig) de enige plaats in België waar aardgas ondergronds wordt opgeslagen. Wereldwijd zijn ongeveer 500 ondergrondse opslagplaatsen in gebruik.

Kempen. In een eerste fase brengen de partners de diepere ondergrond in kaart in een gebied dat zich over een oppervlakte van 15 000 ha uitstrekt over vier gemeenten (Bree, Dilsen-Stokkem, Kinrooi en Maaseik) in het Noordoosten van de provincie Limburg. In de tweede helft van 2008 is uit het seismisch onderzoek gebleken dat de ondergrond mogelijk de juiste structuur heeft om het gas ingesloten te houden. Om de karakteristieken van de ondergrond te bevestigen en mogelijke reservoirstructuren te analyseren hebben Fluxys en VITO samen de principebeslissing genomen om een exploratieboring uit te voeren. Die boring is gepland voor 2011.

### 6.2.6 De spitsbesnoeiingsinstallatie ('Peak Shaving Installation') te Dudzele

Tijdens de koudste winterdagen kan het verbruik van aardgas in België tot 25 keer hoger zijn dan tijdens de warmste zomerdagen. In de spitsbesnoeiingsinstallatie in de achterhaven van Zeebrugge (Zeebrugge-Dudzele) wordt vloeibaar aardgas (LNG) gestockeerd in bovengrondse opslag tanks om spitsen in de gasconsumptie (zoals deze tijdens de winterperiode) op te vangen. De installatie hervergast het LNG dat bovengronds wordt opgeslagen en stuurt het met een groot debiet in het netwerk. De spitsbesnoeiingsinstallatie kan ook in werking worden gesteld indien een deel van de aardgasbevoorrading tijdelijk tekort zou schieten.

Enkele kerngegevens van de spitsbesnoeiingsinstallatie zijn (toestand oktober 2007):

- opslagcapaciteit ('bruikbaar' of 'werkvolume'): 55 000 000 Nm<sup>3</sup>;
- basis<sup>105</sup> injectiecapaciteit: 486 m<sup>3</sup> LNG/dag;
- piek injectiecapaciteit: 283 m<sup>3</sup> LNG/dag;
- basis uitzendcapaciteit: 500 000 Nm<sup>3</sup>/uur.

### 6.2.7 De LNG-terminal in Zeebrugge

Fluxys beschikt sinds 1987 in de voorhaven van Zeebrugge over een los- en opslaginstallatie voor vloeibaar aardgas dat met LNG-schepen wordt aangevoerd. Het vloeibaar gas wordt ontladen, opgeslagen, hervergast en geïnjecteerd in het hoge-druk gas transportnetwerk. Het gas is bestemd voor zowel de particuliere als industriële gebruikers op de Belgische markt.

De terminal kan zo goed als elk type LNG-schip ontvangen met een capaciteit tot 135 000 m<sup>3</sup> LNG. De aanvoer van LNG gebeurt met behulp van grote methaantankers, bijvoorbeeld de Methania met een capaciteit van 131 235 m<sup>3</sup> (in 2005 door Distrigas overgenomen van Exmar), de Mourad Didouche met een capaciteit van 126 190 m<sup>3</sup> (verhuurd aan Distrigas op lange termijn) en de Berge Boston met een capaciteit van 130 000 m<sup>3</sup> (49% eigendom Distrigas, 51% Bergesen).

In de vier opslag tanks kunnen ongeveer drie scheepsladingen vloeibaar aardgas worden opgeslagen. Van de opslag tanks wordt het LNG overgepompt naar de hervergassingsinstallatie. Vanuit de opslag worden ook de LNG-vrachtwagens geladen die onder meer de piekbesnoeiingsinstallatie in de achterhaven van Zeebrugge bevoorraden.

Hervergassingseenheden zetten vloeibaar aardgas opnieuw om in gasvorm voordat het in het vervoersnet wordt geïnjecteerd. Een hervergassingseenheid bestaat uit LNG-hogedrukpompen die de druk van het LNG tot 90 barg<sup>106</sup> verhogen en verdamperen die het hogedruk-LNG hervergassen. De uitzenddruk is ongeveer 80 barg. De geïnstalleerde verdamperen zijn verdamperen met ondergedompelde gasbranders. Warm water dat wordt opgewarmd via ondergedompelde gasbranders wordt gebruikt om het LNG te verdampen in een roestvrijstalen buizenwarmtewisselaar. De meeste verdamperen hebben ook een andere warmtebron: de warmtekrachtkoppelingseenheid (WKK).

<sup>105</sup> De definites van Fluxys omtrent basis en piek injectiecapaciteit luiden als volgt:

- basic injection capacity = the part of the injection capacity that can be injected into the storage system during the entire year, and that varies only in function of the volume in storage;
- peak injection capacity = the part of the injection capacity in excess of the base injection capacity, that can vary in function of the volume in storage and other parameters.

<sup>106</sup> Men maakt bij het meten van druk een onderscheid tussen absolute druk, verschildruk en overdruk. Om het onderscheid aan te geven plaatst men de letter "a" (absolute), "g" (gauge) of "o" achter de eenheid. Men gebruikt dus bara voor het meten van absolute druk, barg voor verschildruk (meestal meet men het verschil met de luchtdruk), en baro voor overdruk. Een bar is precies gelijk aan 100 000 pascal, wat ongeveer gelijk is aan de atmosferische druk.

Enkele kerngegevens van de LNG-terminal zijn (toestand eind 2010):

- vier reservoirs met een totale capaciteit van 380.000 Nm<sup>3</sup> LNG;
- twee hervergassingseenheden met een gecombineerde uitzendcapaciteit van 1,7 miljoen m<sup>3</sup> per uur.

Een LNG-lading van 140 000 m<sup>3</sup> LNG kan op ongeveer twee dagen worden hervergast en geïnjecteerd in het net.

De capaciteit van de LNG-terminal in Zeebrugge was tot eind 2006 gereserveerd in het kader van een lopend langetermijn-bevoorradingscontract tussen Distrigas en Sonatrach, de Algerijnse overheidsonderneming voor koolwaterstoffen. In januari 2003 bezorgde Fluxys LNG aan 60 LNG-ondernemingen ('shippers') wereldwijd een *Information Memorandum* om te peilen naar de interesse voor de langetermijncapaciteit die vanaf begin 2007 op de LNG-terminal beschikbaar kwam. In de eerste helft van 2004 besliste Fluxys – op basis van deze 'open season' marktbevraging – om de terminalcapaciteit te verdubbelen tot 9 miljard Nm<sup>3</sup> aardgas/jaar (of ongeveer 7 miljoen ton LNG per jaar).

Fluxys ondertekende medio 2004 drie overeenkomsten om vanaf 2007 voor een periode van 20 jaar een totale capaciteit van 9 miljard Nm<sup>3</sup> aardgas/jaar te reserveren:

- a) op 30.06.2004 met Qatar Petroleum en ExxonMobil voor 4,5 miljard Nm<sup>3</sup> aardgas/jaar (3,4 miljoen ton LNG/jaar);
- b) op 06.07.2004 met distrigas voor 2,5 miljard Nm<sup>3</sup> aardgas/jaar;
- c) op 08.07.2004 met Tractebel Global LNG voor 2,1 miljard Nm<sup>3</sup> aardgas/jaar.

Op 29.03.2007 luidde de aankomst van de methaantanker – de Umm Bab – in de LNG-terminal van Zeebrugge het officiële begin in van de langetermijnbevoorradingen van aardgas uit Qatar aan België. Het aardgas is afkomstig van de site van Ras Laffan en vervangt geleidelijk het Algerijnse aardgas.

Fluxys onderzoekt vanaf 2007 of de totale capaciteit van de site kan worden opgetrokken tot 18 miljard Nm<sup>3</sup> per jaar.

### **6.2.8 De Interconnector Zeebrugge terminal (IZT)**

De Interconnector is een 240 km lange bidirectionele gaspijpleiding onder het Kanaal tussen Bacton (in Groot-Brittannië) en Zeebrugge, die op 01.10.1998 in dienst werd genomen. De richting van de gasstroom in de Interconnector kan op enkele uren tijd worden omgekeerd. De jaarlijkse transportcapaciteit bedroeg oorspronkelijk ongeveer 20 miljard m<sup>3</sup> in de richting Verenigd Koninkrijk – België ('forward flow') en ongeveer 8,5 miljard m<sup>3</sup> in de omgekeerde richting ('reverse flow').

Bij het begin van het millennium was de verwachting dat Groot-Brittannië in de tweede helft van het decennium een netto-invoerder van aardgas zou worden. Daarom besloot Interconnector UK Limited (IUK), eigenaar en operator van de Interconnector UK-Continent, in oktober 2002 de transportcapaciteit van Zeebrugge naar Bacton ('reverse flow') te verhogen door de installatie van een compressiestation (met twee compressoren) in de Interconnector Zeebrugge Terminal (IZT). Deze capaciteitsuitbreiding heeft in november 2005 geresulteerd in de opvoering van de 'reverse flow' capaciteit van 8,5 tot 16,5 miljard m<sup>3</sup> per jaar. In 2005 functioneerde de Interconnector al gedurende 159 dagen in de 'reverse-flow'-modus. Al tijdens het eerste trimester van 2004 werd de installatie van twee bijkomende compressoren aangekondigd (tweede fase). De voltooiing van deze tweede capaciteitsuitbreiding heeft de 'reverse flow'-capaciteit van de gaspijpleiding vanaf 01.10.2006 opgevoerd tot 23,5 miljard m<sup>3</sup>.

### **6.2.9 De Zeepipe-terminal**

De Zeepipe (onderzeese gaspijpleiding) verbindt het netwerk van Fluxys met de Troll- en (Oost- en West-) Sleipnervelden in het Noorse gedeelte van de Noordzee. De Zeepipe werd operationeel op 01.10.1996. De pijpleiding heeft een diameter van 1 meter, en een totale lengte van 1 200 km. De capaciteit van de pijpleiding bedraagt ongeveer 13 miljard m<sup>3</sup> gas per jaar. De ontvangst en opslag gebeuren in terminals in de achterhaven van Zeebrugge (de 'Zeepipe-terminal').

### **6.2.10 Het gasdistributienet en de drukreducerstations**

Het aardgas van het gasvervoersnet wordt overgedragen aan de aardgasnetbeheerders en rechtstreeks aan de elektriciteitscentrales en een aantal grote industriële gebruikers. Het *distributienet* (vuistregel: < 15 bar) leidt het gas naar de eindgebruikers. Niet alle Belgen hebben al toegang tot het aardgasnet. Distributieleidingen zijn meestal van staal of kunststof (polyetheen) (zie ook figuur 89).

Het L-gasdistributienet bevindt zich in het centrum en het noorden van België. Het H-gasdistributienet bevindt zich in het westelijke en oostelijke deel van België. We hebben te maken met 2 geografisch gescheiden aardgasmarkten. De meeste afnemers in Vlaanderen liggen in een gebied waarin ofwel laag- ofwel hoogcalorisch aardgas wordt geleverd. Het aantal afnemers dat dicht genoeg bij de beide distributienetten is gelegen en zou kunnen kiezen, is beperkt.

De totale lengte van het aardgasdistributienet in Vlaanderen op 01.01.2010 bedroeg 50 910,680 km, waarvan 41 871,549 km lage druk en 9 039,131 km hoge druk (bron: VREG, RAPP-2010-9). Middendruk is druk tussen 98 en 14 700 mbar, lagedruk en dienstleiding op minder dan 98 mbar.

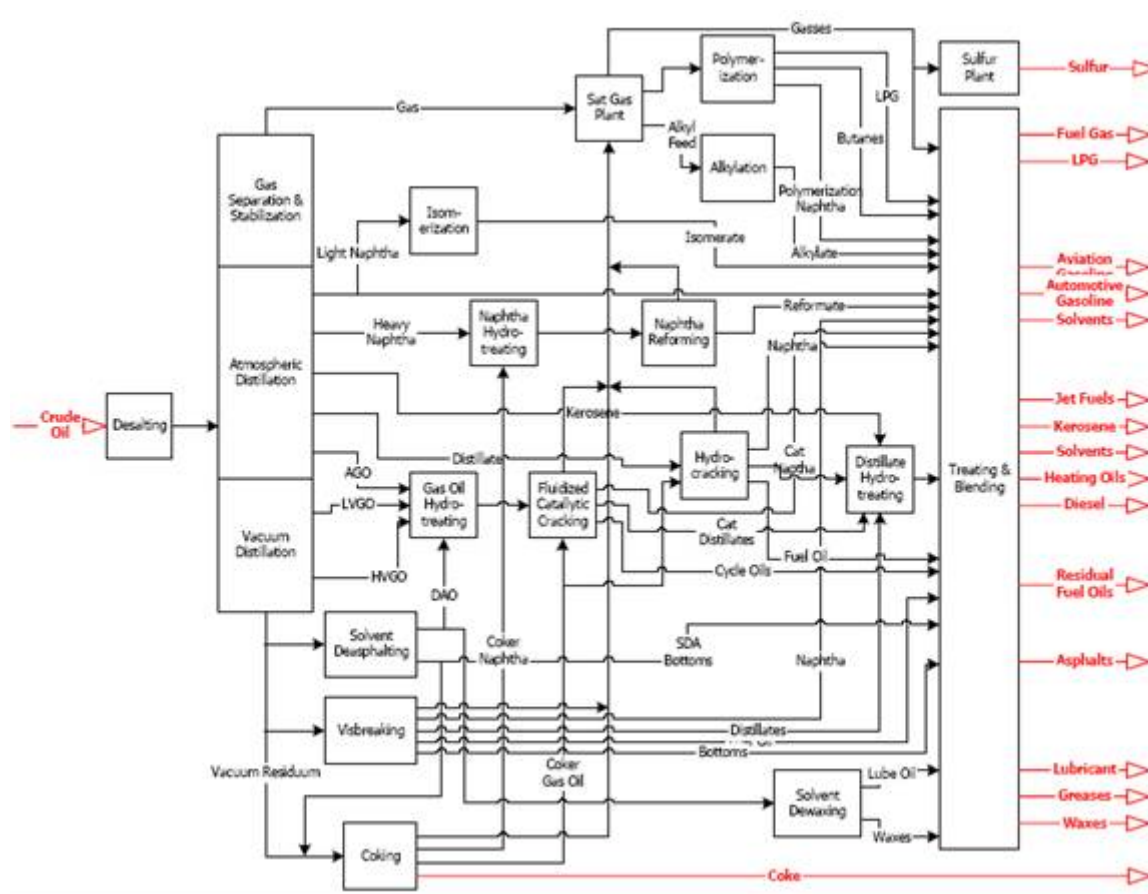
Een 'ontvangststation' is een geheel van leidingen met hulpstukken dat bestaat uit een 'meetstation' en eventueel een 'drukreducerstation', gebouwd, uitgebaat en onder het toezicht van de 'Openbare Distributie'. In het drukreducerstation wordt het gas geodoriseerd om eventuele lekken in het distributienet of bij de eindgebruikers snel te kunnen detecteren (aardgas zelf is geurloos). Naar gelang van de ingangsdruk worden de ontvangststations in 3 categorieën gerangschikt: categorie 1: ingangsdruk van het ontvangststation > 14,7 bar; categorie 2: ingangsdruk van het ontvangststation > 4,9 bar en ≤ 14,7 bar; categorie 3: ingangsdruk van het ontvangststation ≤ 4,9 bar. De druk wordt op verschillende plaatsen in het net nog eens verlaagd, omdat de meeste gebruikers het aardgas gebruiken op een minieme overdruk van 20 tot 100 millibar (0,02 tot 0,10 bar). Via de meterkast bij de gebruiker komt het gas uiteindelijk bij de brander. Bij grote industriële gebruikers en bij elektriciteitscentrales wordt 'de ontvangst' ter plekke bij de afnemer gedaan.

Aardgas wordt onder hoge druk vervoerd om de vervoercapaciteit te verhogen (zie compressorstations). Drukreducerstations met rechtstreekse koppeling naar de afnamepunten verlagen de druk van het aardgas tot op het niveau dat nodig is op de afnamepunten. Men kan de verlaging van de aardgasdruk op een eenvoudige en betrouwbare manier realiseren m.b.v. een smoorklep. Er wordt geen arbeid geleverd bij het smoren van de druk en er wordt ook geen warmte met de omgeving uitgewisseld. De enthalpie blijft gelijk (isenthalpie). Het vermogen om kracht te leveren vermindert wel. Men kan op zich niet spreken van energieverlies, maar er is wel sprake van een verlies aan exergie (exergie geeft aan in hoeverre energie nog is om te zetten in arbeid).

### **6.3 Activiteiten van de petroleumraffinaderijen**

Figuur 41 geeft het processchema voor een 'typische' petroleumraffinaderij. We bespreken kort elk proces afzonderlijk, en duiden de relevantie aan voor de Vlaamse petroleumraffinaderijen.

Figuur 41: Processchema van een 'typische' petroleumraffinaderij



Bron: Colorado School of Mines, ChEN409 Refining Processes, Class notes & associated chapters in text (<http://www.jechura.com/ChEN409/>)

De verwerking van ruwe aardolie is een erg complex proces. Ruwe aardolie bevat een groot aantal, zeer verscheiden componenten waaruit men verschillende producten kan afleiden. De specifieke configuratie van een petroleumraffinaderij wordt bepaald door haar doelstellingen, de samenstelling van de ruwe aardolie en de eindproducten die ze hieruit wil afleiden. De voornaamste raffinageprocessen, en hun aanwezigheid in de Vlaamse raffinaderijen, zijn weergegeven in tabel 14. In wat volgt worden ze kort toegelicht.

Tabel 14: Voornaamste raffinageprocessen en hun aanwezigheid in de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 2003)

proces	aanwezig in				
	Total	Esso	BRC	Petroplus	Petroplus bitumen
Scheiding					
- Atmosferische destillatie	X	X	X	X	X
- Vacuüm destillatie	X	X	X	-	X
Conversie					
- Thermisch kraken – visbreaking,	X	-	X	-	-
coking	X	X	-	-	-
- Katalytisch kraken	-	X	-	-	-
- Hydrokraken	X	X	X	X	-
- Katalytisch reformeren	-	-	X	-	-
- Isomerisatie	X	X	-	-	-
- Alkylatie en polymerisatie	X	-	-	-	-
- Merox					

Behandelingsprocessen					
- Hydrotreating	X	X	X	X	-
- Blazen van bitumen	X	X	-	-	x (semi)
Behandeling van petroleum en producten					
- Lossen en laden	X	X	X	X	X
- Opslag	X	X	X	X	X
- Mengen	X	X	X	X	X
Ondersteunende en aanvullende faciliteiten					
- Waterstofproductie/-recuperatie	X	X	-	-	-
- Zwavelherwinning	X	X	X	X	-
- Etherificatie	X	-	-	-	-
- Benzeensaturatie-eenheid	-	-	-	-	-
- Aromatenplant	X	-	-	-	-
Nutsvoorzieningen					
- Cogeneratie (WKK)	X	X	-	-	-
- Stoomproductie	-	X	X	X	X
- Koelwatersysteem	X	X	X	X	X
Milieuvorzieningen					
- Afvalwaterbehandeling	X	X	X	-	X
- Zuurwaterbehandeling	X	X	X	-	-
- Loogbehandeling	X	X	-	-	-
- Fakkels	X	X	X	X	-

Betekenis van de gebruikte symbolen: x = proces wordt toegepast in de beschouwde raffinaderij,  
- = proces vindt geen toepassing in de beschouwde raffinaderij

### 6.3.1 Scheiding

#### 6.3.1.1 Atmosferische destillatie

Ruwe aardolie bevat vaak onzuiverheden (zout, water) die een nadelige invloed hebben op verschillende raffinageprocessen. Deze moeten eerst worden verwijderd. Ontzouten gebeurt door emulsie-brekende chemicaliën toe te voegen die een scheiding tot stand brengen tussen de olie en het water met daarin opgelost zout. Het water wordt afgevoerd voor verdere verwerking.

De ontzoute olie ondergaat vervolgens de eerste scheidingsstap, de atmosferische destillatie. Vooraleer de destillatiekolom binnengebracht te worden, wordt de olie voorverwarmd in warmtewisselaars en fornuizen. De olie wordt onder normale atmosferische omstandigheden gescheiden in 'fracties' op basis van verschillen in kookpunt. De belangrijkste zijn: gassen (lichte fracties), nafta, kerosine, lichte en zware gasolie en atmosferisch residu. De capaciteit van de atmosferische destillatie is determinerend voor de capaciteit van de raffinaderij. Immers, alle petroleum die verwerkt wordt, gaat door de atmosferische destillatie-eenheid.

Recent werd in de meeste Vlaamse raffinaderijen een pre-flash voor de atmosferische destillatie gevoegd. De ruwe aardolie wordt in een kleine destillatiekolom gescheiden in een vloeistof- en een gasfase. Enkel de vloeistoffase wordt verwarmd in het fornuis. De gasfase wordt ofwel elders in verschillende fracties gecondenseerd, ofwel op een hoger niveau in de atmosferische destillatiekolom ingebracht. Op deze manier daalt het energiegebruik van het fornuis en stijgt de doorzet van de raffinaderij.

#### 6.3.1.2 Vacuüm destillatie

Het atmosferisch residu wordt opnieuw verwarmd en in de vacuümdestillatie onder sterk verlaagde druk verder gescheiden in vacuümgasoliën en vacuümresidu. Door de verlaagde druk in de destillatiekolom daalt het kookpunt van de aanwezige componenten en vergemakkelijkt de scheiding.

### 6.3.2 Conversie

Conversieprocessen zetten de middenste en lagere fracties fysisch of chemisch om in fracties waarnaar een grotere vraag is.

### 6.3.2.1 Thermisch kraken – visbreaking, coking

Thermisch kraken houdt in dat grote moleculen alleen door warmte worden opgebroken in kleinere. Visbreaking is een zwakke vorm van thermisch kraken om de viscositeit van zware voeding te verlagen, en om - in beperkte mate - zware voeding om te zetten naar lichtere producten (gassen en een naftafractie).

'Delayed cooking' is een thermisch krakingsproces waarbij residu wordt omgezet tot componenten met een lager kookpunt (gas, nafta, stookolie ...) die verder worden verwerkt, en cokes, die achter blijft in het reactievat.

### 6.3.2.2 Katalytisch kraken

Katalytisch kraken is het omzetten van relatief zware voeding – hoofdzakelijk zware gasolie - naar lichtere producten, onder hoge temperatuur, atmosferische druk en in aanwezigheid van een katalysator. Oorspronkelijk was katalytisch kraken een vastbed-proces. Nu domineren wervelbed-processen (Fluid Catalytic Cracking, FCC). Kleine deeltjes katalysator worden opgelost in gas, waardoor het als een voeistof kan worden behandeld. Tijdens het proces zet cokes zich af op de katalysator, waardoor deze snel desactiveert. De cokes wordt van de katalysator gebrand in de regenerator, waarna de katalysator weer in de reactor wordt gebracht. Aangezien heel wat katalysatordeeltjes worden meegesleurd door de verbrandingsgassen, worden de gassen door cyclonen geleid vooraleer ze door de schoorsteen van de regenerator verdwijnen.

### 6.3.2.3 Hydrokraken

Hydrokraken is het omzetten van een relatief zware voeding naar lichtere producten met veel verzadigde verbindingen, onder hoge temperatuur en zeer hoge druk, in aanwezigheid van een katalysator en bij een zeer hoge toevoer van waterstof. Het proces wordt uitgevoerd in opeenvolgende vastbed-reactoren. Wanneer gewerkt wordt met een multibed-systeem, worden in de eerste reactor metalen verwijderd, in de daaropvolgende zwavel en stikstof en tot slot vinden de hydrokrakingsreacties plaats.

### 6.3.2.4 Katalytisch reformeren

Katalytisch reformeren houdt in dat een deel van de (ontzwavelde!) nafta wordt omgezet naar een benzinecomponent met een hoog octaangetal (reformaat). Hiertoe worden verzadigde/onvertakte paraffinische koolwaterstoffen omgezet tot onverzadigde/vertakte paraffinische koolwaterstoffen en aromaten. Bij de omzetting komt waterstof vrij die gebruikt wordt in zuiveringsprocessen. Het reformeren gaat door in drie tot vier opeenvolgende reactoren gevuld met een edelmetaalkatalysator, die gevoelig is voor zwavel. Tijdens het proces zetten koolstofachtige residu's zich af op de katalysator. Deze worden ofwel continu ofwel op regelmatige tijdstippen afgebrand.

De EU-Richtlijn 'Brandstoffen' beperkt het aromaten- en benzeengehalte vanaf 2005 tot 35 % en 1 % respectievelijk. Daarom maakt men steeds vaker gebruik van andere conversieprocessen om componenten met een hoog octaangetal te verkrijgen: isomerisatie, alkylatie, polymerisatie.

### 6.3.2.5 Isomerisatie

Isomerisatie heeft hetzelfde doel als katalytisch reformeren. Lichte onvertakte of monovertakte paraffines en olefinen uit de naftafractie worden omgezet tot meer vertakte paraffines of olefinen met met een hoger octaangetal. Het proces maakt gebruik van een katalysator (zeoliet, gechloreerd aluminiumoxide of zirconiumoxide). Het voornaamste verschil tussen isomerisatie en reformeren is dat isomerisatie enkel de structuur van de moleculen wijzigt, en niet de aard van de bindingen. Bijgevolg komt (bijna) geen waterstof vrij.

### 6.3.2.6 Alkylatie en polymerisatie

Alkylatie- en polymerisatie-processen werken volgens hetzelfde principe: gasvormige olefinen worden geconverteerd tot langere, gesatureerde benzinecomponenten. Alkylatie combineert de moleculen met isobutaan, bij polymerisatie worden propyleen en buteen samengevoegd tot gesatureerde,



langere moleculen. De processen gaan door in een sterk zuur milieu, onder gecontroleerde druk en temperatuur. Het zijn de enige raffinageprocessen die het kookpunt van de voeding verhogen.

#### 6.3.2.7 Merox

Het Merox-proces zet specifieke zwavelhoudende componenten, mercaptanen (R-SH), om tot disulfides (R-S-S-R'). Hoofddreden is het verbeteren van de geur van het eindproduct. De reactie gaat door onder licht verhoogde druk en temperatuur, in aanwezigheid van lucht en een katalysator op kobaltbasis.

### 6.3.3 Behandelingsprocessen

#### 6.3.3.1 Hydrotreating

Hydrotreating is de algemene naam voor verschillende processen waarbij voeding wordt 'verbeterd' door ze over een katalysator te leiden, onder hoge druk en temperatuur, en in aanwezigheid van een overmaat waterstof. Waterstof is afkomstig uit de eenheid voor katalytisch reformeren. De verbetering betreft hoofdzakelijk een kwaliteitsverbetering: reductie van het zwavel-, stikstof- en/of aromatengehalte, en/of het verzadiging van alkenen. Er is ook een gedeeltelijke rendementsverbetering: omzetting naar lichte producten. Het proces gaat door in één of meerdere reactoren die in serie worden geplaatst. De katalysator bestaat uit een mengsel van oxides van kobalt, molybdeen en/of nikkel op een drager van aluminiumoxide. De reactietemperatuur en werkingsdruk hangen af van de te behandelen voeding: hoe zwaarder de te behandelen fracties, hoe hoger de druk en de temperatuur. Na de reactie worden de verschillende fracties van elkaar gescheiden. De lichtste fractie bevat aanzienlijke hoeveelheden zwavel en stikstof en wordt gezuiverd.

#### 6.3.3.2 Blazen van bitumen

Geblazen bitumen wordt geproduceerd door viskeus vacuümresidu van bepaalde soorten petroleum op te warmen en lucht door te blazen. Hierdoor vindt er oxidatie plaats, met partiële polymerisatie tot gevolg. De taaierheid, slijtvastheid, en weersbestendigheid van het reactieproduct zijn sterk verbeterd t.o.v. het gewoon bitumen uit het vacuümresidu.

### 6.3.4 Behandeling van petroleum en (eind)producten

#### 6.3.4.1 Lossen en laden

Jaarlijks worden in de raffinaderijen grote hoeveelheden grondstoffen gelost en geraffineerde producten opgeladen. Ze beschikken daartoe over de nodige infrastructuur. Zo laadt en lost Esso Belgium jaarlijks 8 500 lichters, 350 zeeschepen, 30 000 vrachtwagens en 15 000 spoorwagens met petroleumproducten. Petroplus Refining Antwerp heeft faciliteiten voor transport over de weg en het spoor, en heeft een directe verbinding met het kanaaldok, zodat tankers tot 120 000 ton kunnen worden ontvangen. Deze raffinaderij is ook aangesloten op het pijpleidingsstelsel van de NAVO.

#### 6.3.4.2 Opslag

Voeding, tussen- en eindproducten worden op verschillende manieren opgeslagen. Gassen worden onder druk opgeslagen in sferen. Vloeibare producten worden opgeslagen in verschillende soorten tanks. Extern vlottend dak tanks hebben een dak dat bovenop de vloeistof drijft. Het dak is afgemaakt met een enkele of dubbele binding. Voornamelijk ruwe aardolie en nafta worden opgeslagen in deze tanks. Intern vlottend dak tanks zijn voorzien van een dak dat op de vloeistof drijft en hebben daarenboven een vast dak. De tanks worden gebruikt voor de opslag van zeer vluchtige koolwaterstoffen. Bij vast dak tanks is het dak verbonden met de mantel van de tank. Ze worden voornamelijk gebruikt voor minder vluchtige producten.

#### 6.3.4.3 Mengen

De laatste stap in het raffinageproces is het mengen ('blending'). Autobenzine kan bijvoorbeeld een mengsel zijn van butaan (LPG productie), reformaat (van het katalytisch reformeren), kraakbenzine (van het katalytische kraken), tussenproducten en toeslagstoffen.

### **6.3.5 Ondersteunende en aanvullende faciliteiten**

#### **6.3.5.1 Waterstofproductie/-recuperatie**

De katalytische reformer is een belangrijke bron van waterstof. In kleine raffinaderijen produceert deze eenheid voldoende waterstof voor de ontzwaveling van de verschillende fracties. In meer complexe raffinaderijen moet men andere bronnen van waterstof aanboren. Eén mogelijkheid is stoomreforming of partiële oxidatie, waarbij koolwaterstoffen worden omgezet tot CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub>. Waterstof wordt afgezonderd en gezuiverd. Wanneer de raffinaderij beschikt over waterstofvrije stromen, kunnen kleinere hoeveelheden onzuiverheden worden verwijderd d.m.v. een drukgedreven scheiding over een bed met moleculaire zeven (Pressure Swing Adsorption). De kleine waterstofmoleculen passeren door het bed, de grotere moleculen van de onzuiverheden worden tegengehouden. Wanneer de bedden verzadigd zijn worden ze geregenereerd. De stroom onzuiverheden gaat naar een fakkel of het raffinaderijgasnet.

#### **6.3.5.2 Zwavelherwinning**

Raffinaderijgassen, afkomstig van de atmosferische destillatie, de katalytische kraker, de visbreaker en de ontzwavelingseenheden, komen samen in het restgasnet. Aangezien ze heel wat waterstofsulfide (H<sub>2</sub>S) bevatten, kunnen ze niet rechtstreeks worden gebruikt als brandstof in de raffinaderij. Waterstofsulfide wordt uit de gassen verwijderd door absorptie in organisch amine, en na scheiding uit de amines gebruikt voor de herwinning van zwavel.

In het Claus-procédé wordt een derde van het H<sub>2</sub>S verbrand tot SO<sub>2</sub>. Het SO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S gasmengsel gaat naar 2, 3, of 4 opeenvolgende reactoren, waar het over een katalysator reageert, met vorming van elementaire zwavel tot gevolg. De omzetting wordt bepaald door het aantal katalysatorbedden en door het al dan niet aanwezig zijn van een eenheid voor de nabehandeling van de restgassen van de laatste reactor (SCOT of Superclaus-eenheid). Hierdoor kan het zwavelherwinningsrendement opgetrokken worden van 94-96 % tot 99,7 % en meer.

#### **6.3.5.3 Etherificatie**

Vaak worden ethers onder benzine gemengd om het octaangetal te verhogen. Ethers kunnen worden aangekocht of in de raffinaderij aangemaakt, wanneer voldoende grondstoffen (isobuteen, C5-olefines) aanwezig zijn. Enkel methanol dient dan te worden aangekocht. Het proces gaat door onder licht verhoogde druk en temperatuur over een edelmetaal op moleculaire zeef.

#### **6.3.5.4 Benzeensaturatie-eenheid**

Het toegestane benzeengehalte van benzines in Europa wordt meer en meer beperkt. Om hieraan te voldoen, kunnen petroleumraffinaderijen benzeen, afkomstig van de katalytische reformer, omzetten tot cyclohexaan. Dit gebeurt door het reformaat allereerst in een destillatiekolom te scheiden in een lichte (benzeenarme) en zware (benzeenrijke) stroom. De lichte stroom kan rechtstreeks onder de benzine worden gemengd. De zwaardere stroom wordt onder verhoogde druk en temperatuur en in aanwezigheid van waterstof tot cyclohexaan gehydrogeneerd. Dit cyclohexaan vormt een basisproduct voor de petrochemie, of wordt toegevoegd aan de benzinepool na verhoging van het octaangetal in de isomerisatie-eenheid. De reststroom van de eenheid wordt gebruikt voor de benzineproductie.

#### **6.3.5.5 Aromatenplant**

Een andere manier om het aromaten- en benzeengehalte van benzine te beperken is het scheiden van het reformaat in een C5, C6 (benzeenrijk), C7, C8 (xyleenrijk), en C9 fractie door destillatie, en enkel de C5, C7 en C9 fractie onder de benzinepool te mengen. De andere fracties kunnen gebruikt worden als grondstof in de petrochemie.

De aromatenfabrieken behoren strict genomen niet tot de sector van de petroleumraffinaderijen, maar zijn in de praktijk soms volledig geïntegreerd met de petroleumraffinaderij (bv. bij Esso Belgium).

### 6.3.6 Nutsvoorzieningen

Verscheidene raffinaderijen beschikken over eigen nutsvoorzieningen. Total Raffinaderij Antwerpen en Esso Belgium beschikken beiden over een WKK-installatie voor de gelijktijdige productie van stoom en elektriciteit:

- Total Raffinaderij Antwerpen zet drie 42 MW<sub>e</sub> productiemodules in. De inplanting werd gefinancierd door Electrabel, de raffinaderij implementeert de zeer hoge druk stoom in haar stoomnet (165 ton/h);
- Esso Belgium beschikt eveneens over een warmtekrachtinstallatie. Ze werd gebouwd in 1993 om de gehele raffinaderij van stroom te voorzien.

Daarnaast beschikken raffinaderijen ook over meer klassieke stoominstallaties en koelwatersystemen.

### 6.3.7 Milieuvoorzieningen

#### 6.3.7.1 Afvalwaterbehandeling

Afvalwaterbehandeling gebeurt in petroleumraffinaderijen doorgaans in drie stappen. In de eerste fase worden ongebonden olie en zware vaste deeltjes verwijderd uit het water. Scheiding gebeurt op basis van verschillen in zwaartekracht. In deze eerste fase wordt het grootste deel van de olie gerecupereerd en naar de proceseenheden afgeleid. De tweede fase beoogt de verwijdering van gedispergeerde olie en fijne vaste deeltjes. De toegepaste flotatietechnieken doen beroep op de zwakke bindingen die worden gevormd tussen gasbellen en olie en vaste deeltjes. De luchtbellen zorgen voor voldoende draagvermogen waardoor olie en vaste deeltjes kunnen worden afgeschuimd. Tot slot wordt het water gezuiverd van opgeloste olie en andere opgeloste organische onzuiverheden. Dit gebeurt door middel van verschillende micro-organismen die vervuilende stoffen als voeding gebruiken en ze converteren tot nieuw celmateriaal. Membraansystemen worden gebruikt om deeltjes kleiner dan een micrometer te verwijderen. De meest eenvoudige systemen werken als een filter, die grotere deeltjes tegenhoudt en gezuiverd water doorlaat.

#### 6.3.7.2 Zuurwaterbehandeling

Afvalwater van verscheidene processen (vb. destillatie) bevat vaak belangrijke hoeveelheden waterstofsulfide (H<sub>2</sub>S) en ammoniak (NH<sub>3</sub>). Het wordt gezuiverd in strippers met dertig of meer destillatieschotels, afhankelijk van de hoeveelheid waterstofsulfide en ammoniak die in het water mogen achterblijven. De topgassen van de stripper worden verbrand of gaan naar een zwavelherwinningseenheid.

#### 6.3.7.3 Fakkels

In een petroleumraffinaderij vinden veel processen plaats bij hoge druk en temperatuur, en zijn olieproducten in gasvormige toestand aanwezig. Raffinaderijprocessen worden grotendeels door computers bestuurd. Bij afwijkingen van condities of kwaliteit corrigeert de computer. Een temperatuurverlaging kan bijvoorbeeld een (te hoog) oplopende druk corrigeren. Bij onvoldoende reactie op de correctie onderzoekt de processtechnicus andere mogelijkheden, bijvoorbeeld doorzetverlaging. Indien ook dit niet baat dan worden de gassen naar de fakkels gevoerd en daar uit veiligheidsredenen op grote afstand van de werknemers en installaties ontvlamd. Naast noodsituaties (tijdelijke processtoringen) kunnen het opstarten en stilleggen of gecontroleerde procesveranderingen van bepaalde installaties brandbare gassen doen ontsnappen die in de fakkels worden verbrand.

## 7 Activiteiten van de producenten van biologische brandstoffen

### 7.1 Productie van biologische brandstoffen

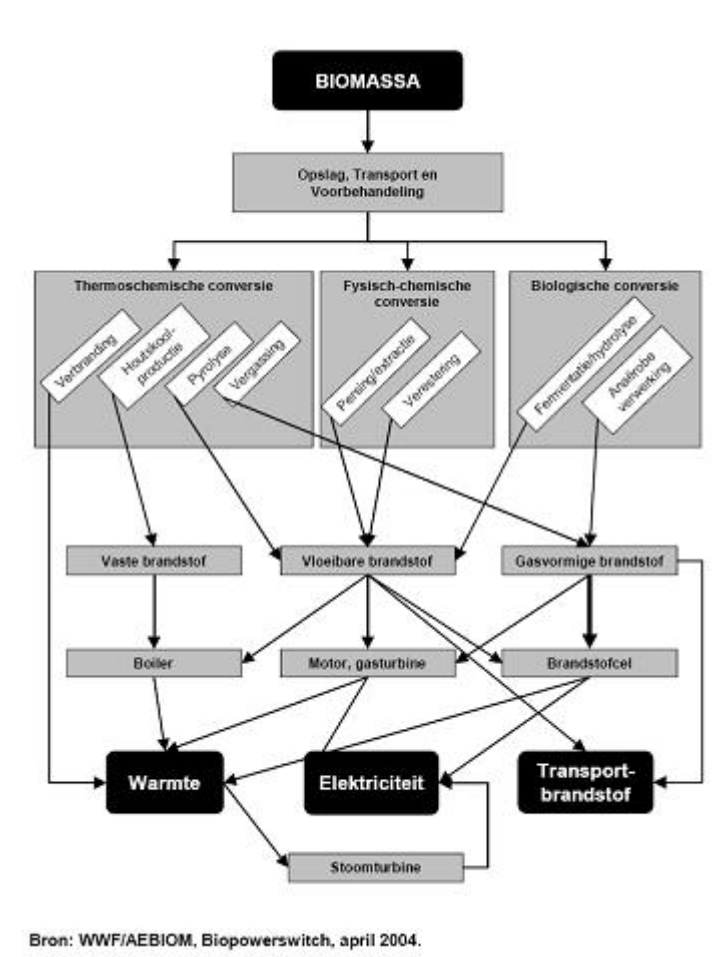
Bio-energie is de energie die wordt vrijgemaakt uit biomassa. De term 'biomassa' is een breed begrip. In haar besluit over elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen van 05.03.04 (BS 23.03.2004), zoals gewijzigd door het besluit van 05.06.2009, neemt de Vlaamse regering de Europese definitie van biomassa over (Commissie van de Europese Gemeenschappen, 1997). Hierbij wordt onder biomassa verstaan: "de biologisch afbreekbare fractie van producten, afvalstoffen en

residuen van de landbouw (met inbegrip van plantaardige en dierlijke stoffen), de bosbouw en aanverwante bedrijfstakken, alsmede de biologisch afbreekbare fractie van industrieel en huishoudelijk afval". Deze definitie wordt in dit hoofdstuk aangehouden.

Ten gevolge van het fotosynthesep proces bevat biomassa energie onder (bio)chemische vorm. Om energie uit biomassa te winnen in een voor de mens bruikbare vorm zoals elektriciteit ('groene stroom'), warmte ('groene warmte') of brandstoffen (bio-brandstoffen), bestaan een aantal technieken. Deze kunnen ingedeeld kunnen worden in 3 categoriën (figuur 42):

- *Fysische en fysisch-chemische conversie* omvat het fysisch voorbehandelen van de biomassa en het produceren van vloeibare brandstoffen uit biomassa via persing/extractie en verestering;
- *Thermochemische conversie* omvat het verbranden van biomassa voor de rechtstreekse productie van warmte, maar ook het produceren van brandstoffen via houtskoolproductie, pyrolyse of vergassing;
- *Biologische conversie* slaat op het produceren van respectievelijk vloeibare en gasvormige brandstoffen via fermentatie/hydrolyse en anaërobe vergisting.

Figuur 42: Processen voor energiewinning uit biomassa



Bron: [http://www.ecopunt.net/publicaties/energie/vaste\\_bio-brandstoffen.html](http://www.ecopunt.net/publicaties/energie/vaste_bio-brandstoffen.html)

Men kan de brandstoffen verkregen uit biomassa gebruiken als warmtebron, om elektriciteit (groenestroom) te produceren of als 'biobrandstoffen' voor voertuigen (i.e. bio-transportbrandstoffen). Biogas wordt meestal aangewend voor de productie van groenestroom, maar is na zuivering ook geschikt voor aangepaste ontstekingsmotoren. We bespreken in dit hoofdstuk enkel de biologische brandstoffen (zowel *transportbrandstoffen* als andere) van de *eerste* generatie. De processen voor de productie van bio-motorbrandstoffen van de *tweede* generatie zijn nog volop in ontwikkeling en komen in § 7.2 aan bod.

### 7.1.1 Fysische en fysisch-chemische omzetting

Biomassa ondergaat meestal een aantal *voorbehandelingen* in de vorm van fysische bewerkingen zoals verkleinen (versnipperen, verhakselen), verdichten of drogen. Deze bewerkingen zijn nodig om het transport en de opslag te vereenvoudigen, en om het rendement van de uiteindelijke energie-omzetting te verbeteren.

*Koolzaadolie* (pure plantaardige olie of PPO) is zuivere *koudgeperste olie*<sup>107</sup> uit de zaden van de koolzaadplant ('*Brassica napus*'), zonder chemische toevoegingen of moleculaire structuurwijzigingen. Het koud persen geeft als restproduct "perskoek" of "koolzaadkoek", die een hoge voedingswaarde heeft als krachtvoer voor vee. Het gebruik van koolzaadolie vereist wel een ombouw<sup>108</sup> van zelfontbrandingsmotoren (in de volksmond "dieselmotoren"). Koolzaadolie is ongeveer twintig maal zo visceus (stroperig) als diesel, waardoor de brandstof moeizaam van de tank naar de motor loopt en zich lastiger laat vernevelen in de cilinders. Dit is eenvoudig te verhelpen door de dikke olie te verhitten met de energie die men uit een warmtewisselaar uit het koelsysteem van de motor haalt, waardoor de viscositeit van koolzaadolie deze van minerale diesel benadert. Koolzaadolie zorgt voor een betere smering en minder slijtage van de motor.

Het *veresteren* van plantaardige oliën (koolzaadolie, zonnebloemolie) of dierlijke vetten leidt tot *biodiesel* (raapzaadoliemethylester of RME). Koolzaad wordt eerst warm geperst en na filteren veresterd. Veresteren is een chemisch proces waarbij men m.b.v. methanol en een katalysator de glycerine<sup>109</sup> verwijdert uit de plantaardige olie. De bewerkte olie bestaat uit vetzuren en methanol. Hieraan voegt men ontbrandingsstoffen toe om het octaangehalte te verhogen. Biodiesel is biodegradeerbaar (geen blijvende bodem- of watervervuiling), niet toxisch, heeft uitstekende smeereigenschappen en een zeer laag gehalte aan zwavel en aromaten, kan zonder ingrijpende wijzigingen in gewone dieselmotoren worden gebruikt en is perfect mengbaar met fossiele dieselbrandstof. Biodiesel heeft echter een hogere zuurgraad (lagere pH) dan minerale diesel, met nadelige gevolgen voor rubbers en lakken. Bovendien is de uitstoot van NO<sub>x</sub> en fijn stof is nog altijd groter dan van benzine.

### 7.1.2 Thermochemische omzetting

Thermochemische processen (verbranden, vergassen, pyrolyse) zorgen ofwel voor rechtstreekse energievoorziening, ofwel voor stockeerbare tussenproducten die men op hun beurt moet verbranden voor de eigenlijke energielevering. De twee belangrijkste voorbeelden van stockeerbare tussenproducten zijn synthesegas en pyrolyse-olie.

Verbranding is een thermisch proces waarbij men de biomassa met een overmaat zuurstof (lucht) verhit. De biomassa wordt hierbij omgezet in kooldioxide (CO<sub>2</sub>) en water (H<sub>2</sub>O). De warmte die vrijkomt bij de rechtsteekse verbranding kan men als dusdanig gebruiken, of om stoom te produceren die een stoomturbine aandrijft voor elektriciteitsopwekking. Het rendement is hoger als men de brandbare biomassa meestookt in klassieke kolencentrales (coverbranding). De rechtsteekse verbranding van biomassa is CO<sub>2</sub>-neutraal, maar afhankelijk van de samenstelling van de gebruikte brandstof, het concept van de verbrandingsinstallatie en de procesomstandigheden, kunnen roet, CO, koolwaterstoffen, polyaromatische koolwaterstoffen en dioxines vrijkomen.

Synthesegas ('stookgas') ontstaat bij de thermochemische vergassing van biomassa (meestal hout). Men verhit de biomassa (bij temperaturen van 800 tot 1 000 °C) in de aanwezigheid van een geringe hoeveelheid zuurstof. De hoeveelheid zuurstof is te weinig voor een volledige verbranding, maar wordt zo gekozen dat het proces voldoende warmte levert om op gang te blijven. Het eindproduct is synthesegas of 'stookgas', een brandbaar gas dat voornamelijk uit H<sub>2</sub> en CO bestaat met een verbrandingswaarde van 4 à 6 MJ/m<sup>3</sup>. Men kan het synthesegas – na reiniging – in een (voor gas aangepaste) verbrandingsmotor of een gasturbine inzetten voor de productie van elektriciteit.

<sup>107</sup> "koud persen" is persen met een temperatuur van ongeveer 40 of 50 °C.

<sup>108</sup> De eerste ombouwset is afkomstig van Ludwig Elsbett die in de jaren '80 de direct ingespoten plantenziele of dieselolie motor ontwikkelde (vandaar dat sommigen nog steeds de naam "Elsbettmotor" gebruiken). Inmiddels bieden andere bedrijven hun eigen ombouwssystemen aan.

<sup>109</sup> Alle plantaardige oliën en dierlijke vetten bestaan uit "glyceroltriësters" – moleculen die bestaan uit drie lange vetzuurketens die aan een glycerolmolecuul vastzitten.

Pyrolyse is een thermisch proces waarbij men de biomassa verhit (bij temperaturen vanaf 300 °C, in de praktijk tussen 400 en 800 °C) zonder dat zuurstof kan toetreden, zodat de biomassa niet ontbrandt. Hierbij ontstaan een brandbaar gas en een vast restmateriaal dat voornamelijk uit koolstof bestaat. Een deel van het gas vormt bij afkoeling naar kamertemperatuur een vloeistof, de zogenaamde "pyrolyse-olie" (ook "bio-olie" genoemd). Men kan de eindproducten verbranden om stoom te maken voor de productie van elektriciteit. Men kan ook het restmateriaal in een reactie met lucht (zuurstof) omzetten in een productgas vergelijkbaar met het gas van een vergasser.

### 7.1.3 Biologische omzetting

*Biogas* ontstaat bij de anaërobe afbraak of *vergisting* van nat organisch materiaal. In het vergistingsproces wordt de biomassa biologisch afgebroken door micro-organismen, in een natte omgeving, bij lage temperaturen en zonder toevoeging van zuurstof. Het resulterende biogas is een mengsel van methaan (70 %) en CO<sub>2</sub> (30 %), met een verbrandingswaarde van 25 MJ/m<sup>3</sup>. Het vergistingsproces kan spontaan optreden (zoals stortgas op stortplaatsen) of onder gecontroleerde omstandigheden (zoals biogas in vergistingsreactoren). Men kan bijna alle biomassa, met uitzondering van hout, vergisten. Om biogas te kunnen toepassen als transportbrandstof in een (aard)gasmotor moet men het biogas eerst opwerken tot een methaangehalte van 98 %.

De *fermentatie* (omzetting bij lage temperatuur en druk m.b.v. bacteriën of enzymen) van suiker- en zetmeelhoudende landbouwgewassen zoals suikerbiet, suikerriet, tarwe, maïs of graangewassen leidt tot *bio-ethanol* (ethanol is wat men in de volksmond "alcohol" noemt). Ethanol levert bij verbranding wel slechts 23 MJ per liter tegenover 25 MJ per liter voor benzine. Men kan bio-ethanol gebruiken in (aangepaste) benzinemotoren, puur of bijgemengd. In zogenaamde FFV's ('flexible fuel vehicles') kan men om het even welke mengverhouding gebruiken. Benzinemengsels die maximaal 15 % bio-ethanol bevatten vereisen geen aanpassing van de motor. De toevoeging aan benzine kan zelfs een octaanverhogend effect hebben. We vermelden ook nog het gebruik van Ethyl Tertiair Butyl Ether (ETBE). ETBE is een loodvervanger die ongeveer 50 % bio-ethanol bevat en die men tot 15 vol % mag bijmengen in benzine. Men gebruikt al jaren ETBE in conventionele benzine om het zuurstofgehalte te verhogen, wat zorgt voor een vermindering van de emissies en een verhoging van octaangetal.

## 7.2 Toekomstige ontwikkelingen inzake bio-transportbrandstoffen

De maatschappelijke vraag naar bio-energie is gestoeld op de zorg om enerzijds de uitputbaarheid van de fossiele energievoorraden en anderzijds de CO<sub>2</sub>-toename in de atmosfeer en de gevolgen hiervan voor de klimaatsverandering. Zo is bio-energie in principe CO<sub>2</sub>-neutraal. Bij de verbranding van de biomassa komt immers evenveel CO<sub>2</sub> vrij als door de plant is opgenomen. Vervanging van fossiele energie door bio-energie zou daarom een CO<sub>2</sub>-reductie van 100 % kunnen opleveren. In de praktijk wordt echter fossiele energie gebruikt bij de productie van biomassa (meststoffen, pesticiden, grondbewerking, oogst,...), transport en conversie (well-to-wheel) en kan biomassa geteeld worden op gronden die voorheen niet geëxploiteerd werden en zelfs als netto sink voor CO<sub>2</sub> fungerden. Daardoor is de vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot bij gebruik van biologische brandstoffen heel wat lager dan de theoretische 100 %. Cijfers variëren afhankelijk van bron en berekeningsmethode tussen 30 en 50 % reductie van de CO<sub>2</sub>-emissie. Sommige studies geven zelfs nauwelijks CO<sub>2</sub>-reductie aan (zie ook § 7.3 en § 9.3).

Verhoging van de energie-efficiëntie en de CO<sub>2</sub>-reductie zijn dan ook de voornaamste leidmotieven in het onderzoek naar de productie van bio-energie. Dit is dan ook het voordeel van de zogenaamde 2<sup>de</sup> generatie biobrandstoffen (te winnen uit technologieën in ontwikkeling). Zij worden verwacht tussen 2010 en 2015 hun intrede te doen en de zogenaamde 1<sup>ste</sup> generatie (de huidige) bio-brandstoffen op zijn minst gedeeltelijk te vervangen. Terwijl biobrandstoffen van de eerste generatie een CO<sub>2</sub>-reductie van hoogstens 50 % behalen, worden van de tweede generatie biobrandstoffen verwacht een reductie te kunnen behalen tot 90 %.

Men kan die 2<sup>de</sup> generatie biobrandstoffen winnen uit afvaloliën en vetten of hout(afval) i.p.v. uit speciaal daarvoor geteelde gewassen. Hierna volgt een overzicht van enkele biobrandstoffen waarnaar momenteel nog onderzoek gebeurt:

- *Cellulose-ethanol* is bio-ethanol geproduceerd uit lignocellulosische (houtachtige and grasachtige) biomassa, bijvoorbeeld populier, eucalyptus en miscanthus. Van Thuijl (2002) beschouwt cellulose-ethanol als het meest veelbelovende benzinesubstituut. In het Zweedse

Örnsköldsvik, 540 kilometer ten noorden van Stockholm, staat een unieke proeffabriek die op termijn uit resthout vloeibaar ethanol gaat fabriceren;

- *Bio-methanol* (vroeger ook “houtalcohol” of “houtgeest” genoemd) ontstaat door het thermisch vergassen van droge biomassa (zoals hout of stro) en het resulterend gasmengsel van CO en H<sub>2</sub> (of ‘synthesegas’) vervolgens om te zetten in methanol (CH<sub>3</sub>OH) d.m.v. methanolsynthese. Het gebruik van pure methanol vereist aanpassingen in de carburateur en ontsteking van de benzinemotor en in de brandstofleidingen, omwille van het corrosieve en giftige karakter van methanol. Het motorrendement bij gebruik in een arm-mengselmotor is gelijk of iets hoger dan bij benzine. Biomethanol kan in bepaalde typen brandstofcellen waterstof als brandstof vervangen. Het rendement van een brandstofcel is hoger dan van een benzinemotor;
- *Bio-dimethylether (Bio-DME)* ontstaat door het vergassen van biomassa in combinatie met DME-synthese (zie productie van methanol), of d.m.v. katalytische dehydratatie van biomethanol. Bio-DME lijkt op LPG en is als brandstof geschikt voor (aangepaste) dieselmotoren. DME heeft als nadelen dat het agressief is voor de meeste kunststoffen en rubbers en dat de energie-inhoud maar de helft is van die van conventionele diesel;
- *Bio-ethyl tertiair butylether (Bio-ETBE)* ontstaat door bioethanol te laten reageren met isobutyleen. Zie ook ETBE;
- *Bio-methyl tertiair butylether (Bio-MTBE)* wordt geproduceerd uit biomethanol en isobutyleen en heeft dezelfde toepassing als bio-ETBE;
- *Bio-Fischer-Tropsch diesel (Bio-FT diesel of “groene diesel”)* ontstaat door het vergassen van biomassa en dit gasmengsel vervolgens om te zetten naar een vloeistof door middel van het Fischer-Tropsch syntheseproces. Het FT-proces richt zich vooral tot het produceren van zoveel mogelijk ‘wax’ (lange koolstofketens), om daaruit m.b.v. hydrocracking diesel fracties te produceren. Men kan Bio-FT diesel toepassen in bestaande dieselmotoren of in alle proporties bijmengen in conventionele diesel. CHOREN heeft in Duitsland een proeffabriek voor FT-diesel op biomassa opgezet, dat in 2008 klaar moet zijn voor commerciële productie;
- *HTU-diesel* is het eindproduct van “Hydro Thermal Upgrading”, een conversietechnologie die enkel in Nederland wordt ontwikkeld (TNO-MEP in Apeldoorn) en waarbij men nat biogas bij een temperatuur van 300 tot 350 °C omzet in een zwaar organische vloeistof die lijkt op ruwe aardolie – de zogenaamde “biocrude”. Men kan de ‘biocrude’ omzetten tot een dieselachtige brandstof door het toepassen van “Hydro De Oxygenation” (HDO).
- *Synthesegas of ‘Substitute/Synthetic Natural Gas’ (SNG)* ontstaat uit verschillende vergassingstechnieken, gevolgd door een methanatiestap, die zorgt voor een hoger methaangehalte in het gas. Het eindproduct is vergelijkbaar met aardgas en kan men in (aard)gasmotoren toepassen;
- *Bio-waterstof* ontstaat d.m.v. vergassing (zie biomethanol, Fischer-Tropsch diesel, SNG) of vergisting (zie biogas) van biomassa. Na vergassing of vergisting van de biomassa vindt stoomreforming plaats, om een zo hoog mogelijk waterstofgehalte in het gas te verkrijgen. Men kan biowaterstof in principe in een verbrandingsmotor toepassen, maar het is vooral een energiedrager voor het gebruik in brandstofcellen om warmte en elektriciteit op te wekken (zie waterstof-economie & brandstofcellen).

Commerciële toepassing van deze bio-transportbrandstoffen zal pas na 2010 plaatsvinden.

### 7.3 Energie- en milieuefficiëntie van bio-transportbrandstoffen

Bio-transportbrandstoffen lijken op het eerste gezicht de groene oplossing voor het energieprobleem. CO<sub>2</sub> wordt dank zij de zon tot energierijke biomassa omgezet en door verbranding terug omgezet in CO<sub>2</sub>. Een cyclisch proces dus. De teelt van energiegewassen via de moderne landbouwmethodes en de industriële omzetting van de biomassa tot brandstoffen vereisen echter niet-hernieuwbare energie, zodat men ook rekening moet houden met de fossiele energie gebruikt voor de productiemiddelen (meststoffen en pesticiden), de teelt (grondbewerking, oogst,...), het transport en de conversie. Men moet ook de koolstofopname volledig verrekenen (C opgenomen uit bodem, uitstoot door degradatie landgebruik, etc...) (MINA-Raad, 2005).

Uit onderzoek aan de UGent blijkt dat 1 kWh niet-hernieuwbare energie nodig is om 3 kWh biodieselenergie of 4 kWh bio-ethanolenergie te bekomen (Dewulf et al., 2005). Gelijkaardige cijfers zijn afkomstig van een levenscyclusanalyse voor biodiesel die gezamenlijk werd uitgevoerd door het

US Department of Agriculture en het US Department of Energy (NBB, 2004). Volgens die studie worden per eenheid fossiele energie 3,2 eenheden uit biodiesel verkregen. Elsayed et al. (2003) vermelden 5 eenheden energie uit bio-ethanol per eenheid fossiele energie. Daartegenover staat dan weer een onderzoek in Nederland dat beweert dat de mogelijke reductie van broeikasgassen bij het vervangen van fossiele diesel door PPO extreem onzeker is en dat de kost zeer hoog ligt (Sentermovem, 2005).

De energetische efficiëntie van de huidige generatie bio-transportbrandstoffen is laag, zeker in vergelijking met de gecombineerde productie van warmte en stroom. Het streven naar de *energetisch meest efficiëntie toepassing* van biomassa komt momenteel neer op het vrijwaren van voldoende biomassa voor de stroom- en warmteproductie. Het is bovendien aangewezen dat de aandacht niet enkel uitgaat naar bio-energieopties die een maximale CO<sub>2</sub>-emissiereductie hebben, maar dat men ook rekening houdt met de vermindering van de uitstoot van andere vervuilende stoffen. Dit bemoeilijkt verder het bepalen van wat nu het meest effectieve en duurzame gebruik van biomassa is.

Tabel 15 toont aan dat bij gebruik van een mengsel van diesel met 20 % biodiesel (B20) er al een aanzienlijke verlaging wordt vastgesteld in CO-, HC- en PM-uitstoot. B100 toont de emissie voor pure biodiesel.

Tabel 15: Uitlaatgasemissies biodiesel in vergelijking met fossiele diesel (%)

%	B100	B20
CO	70-90	80-90
HC	40-80	80-90
NO <sub>x</sub>	100-120	95-110
CO <sub>2</sub>	95-105	95-105
PM	50-110	60-90

De uitlaatgasemissies houden geen rekening met het feit dat bij de toepassing van energieteelten de CO<sub>2</sub> die in de atmosfeer terechtkomt er eerder al door de gewassen aan onttrokken is. Dit verklaart de hoge percentages voor CO<sub>2</sub> in de tabel.

Bron: Biomotor, Emis, VITO

In het licht van de doelstellingen inzake biobrandstoffen en gegeven de lage energetische efficiëntie van de bio-transportbrandstoffen van de eerste generatie zoekt men continu naar nieuwe biobrandstoffen met een hogere energetische efficiëntie. Voor deze biobrandstoffen van de tweede generatie is nog geen volledige keten van productie van biomassa tot en met eindgebruik in voertuigen op commerciële schaal beschikbaar en bevinden de conversietechnologieën zich nog in een ontwikkelings- of demonstratiestadium. Een belangrijke reden om deze opties verder te ontwikkelen is dat deze 'nieuwe' biobrandstoffen als efficiënter beschouwd worden dan conventionele biobrandstoffen in termen van CO<sub>2</sub>-emissiereductie en benodigd landbouwareaal (Europese Commissie, 2003).

Om te vermijden dat de huidige maatregelen rond biobrandstoffen van de eerste generatie de toepassing van nieuwe conversietechnieken en de introductie van de biobrandstoffen van de tweede generatie vertragen, pleit de OESO (OECD, 2004) voor het stimuleren van technische/technologische innovatie in plaats van het gebruik van financiële incentives die marktverstoring werken. Ook PW&C (2005) wijst erop dat een 'lock-in' van de biobrandstoffen van de tweede generatie moet worden vermeden.

Naast gewassen die specifiek voor de productie van energie worden geteeld, kunnen ook allerlei organische reststoffen of bijproducten van productieprocessen hernieuwbare energie leveren onder de vorm van biobrandstoffen. Een interessante optie is bijvoorbeeld de recyclage van gebruikte frituurolie, dat als recuperatieproduct lagere emissies kent dan grondstoffen die specifiek voor energieproductie worden geteeld. Volgens de MINA-Raad (2005) heeft bio-energie uit de verschillende vormen van afval een aanzienlijk hoger potentieel dan de eigen teelt van energiegewassen. Men moet wel rekening houden met het belang van deze reststoffen als organisch materiaal en nutriënten voor de bodem (bv. GFT-compostering) of als grondstof voor de spaanplaatindustrie, de diervoeding en de papierindustrie.



## C. Indicatoren

De vraag naar energie door de verschillende sectoren is de sturende kracht voor de ontwikkeling van de energiesector. De evoluties van het energiegebruik in Vlaanderen en de energie- en koolstofintensiteit van Vlaanderen zijn al besproken in deel A (hoofdstuk 4).

In dit deel zoomen we in op de energiesector zelf. Eerst wordt de productie van de sector in beeld gebracht. Daarna kijken we naar de milieudruk die door de activiteiten van de energiesector veroorzaakt worden, alsook de vertaling daarvan in monetaire eenheden (milieuschadecosten).

De indicatoren zijn geschikt in samenhangende indicatorblokken. Achter de naam van elke indicator staat aangegeven op welke schakel van de milieuverstoringsketen de indicator betrekking heeft:

**D:** 'Driving forces' of maatschappelijke activiteiten: de onderliggende oorzaken van de verstoringen (productie, consumptie, transport, recreatie, enz.);

**P:** 'Pressure' of milieudruk: de directe oorzaken van de verstoringen, nl. brongebruik (energie, water, ruimte, grondstoffen) en emissies (lozingen naar lucht, water en bodem, afval);

**S:** 'State' of milieutoestand/-kwaliteit: de resulterende toestand van de verschillende milieucomponenten (lucht, water, bodem);

**I:** 'Impact' of gevolgen van de milieuverstoring voor mens, natuur en economie: een inschatting van de negatieve gevolgen van de milieukwaliteit voor mens, natuur en economie;

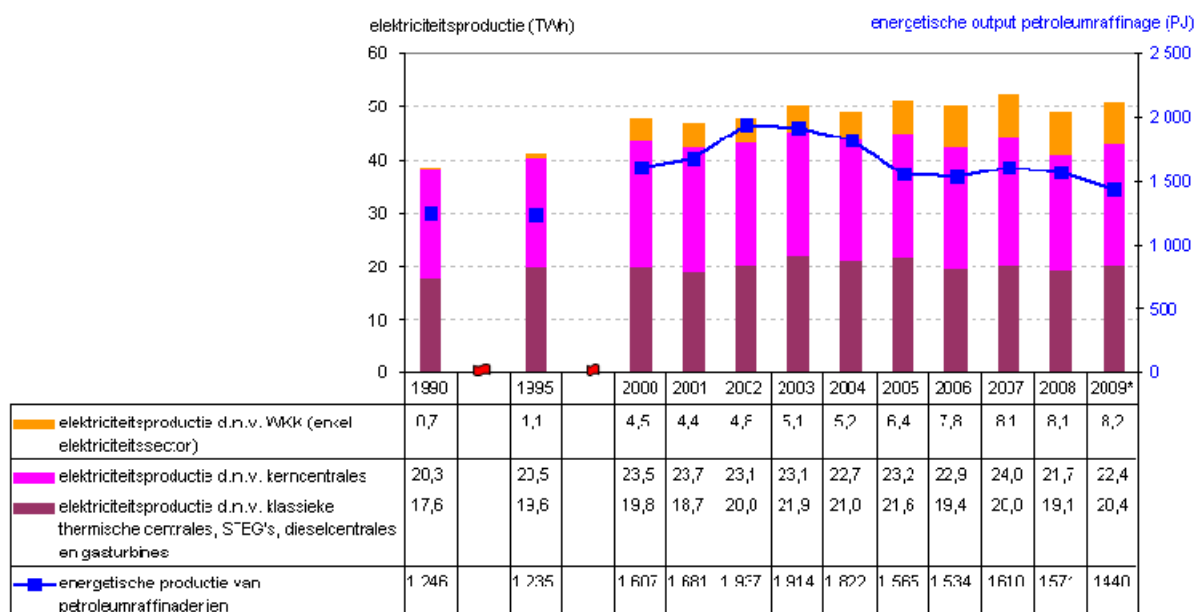
**R:** 'Response' of reacties van de doelgroepen en het beleid op de milieuverstoring.

### 8 Totale productie, transport en distributie van energie *Laatst bijgewerkt: maart 2011*

#### 8.1 Energetische productie van de elektriciteitsbedrijven en de petroleumraffinaderijen **D**

De stijging van de energetische output in 2009 t.o.v. 1990 bedraagt +15,6 % voor de productie van petroleumproducten (+26,0 % in 2008), +10,6 % voor elektriciteit uit kerncentrales (+7,2 % in 2008), +15,4 % voor elektriciteit uit klassieke thermische centrales (verbranding van fossiele brandstoffen en biomassa in een stoomketel) STEG's, gasturbines en dieselcentrales (+8,5 % in 2008), en +1 089 % voor elektriciteitsproductie uit WKK-installaties (+1 075 % in 2008) (figuur 43).

Figuur 43: Elektriciteitsproductie van de elektriciteitsbedrijven en de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 1990-2009\*)



\* voorlopige cijfers

Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

Het aandeel van de kerncentrales in de elektriciteitsproductie ligt in 2009 in Vlaanderen op 44,4 %. Het aandeel van nucleaire energie in Vlaanderen is in de periode 2000-2009 lichtjes afgenomen (van 49,2% in 2000 naar 44,4% in 2009). Op 28.06.2002 keurde de federale regering een wetsontwerp goed dat voorziet in de stillegging van alle kerncentrales in België zodra ze 40 jaar oud zijn, wat een verlenging van de oorspronkelijk geplande levensduur met 10 jaar betekent. Er mogen evenmin nog nieuwe kerncentrales bijgebouwd worden (zie ook § 8.2.3).

Er zijn geen doelstellingen wat betreft het niveau van elektriciteitsproductie, maar wel wat betreft de wijze van opwekking (bv. groene stroom en WKK). Het aandeel van WKK in figuur 43 houdt geen rekening met de WKK van zelfproducenten, die niet tot de elektriciteitssector behoren (zie § 9.5). Voor de productie van elektriciteit uit *alle* hernieuwbare energiebronnen, dus niet enkel co-verbranding in centrales, verwijzen we naar § 9.1.

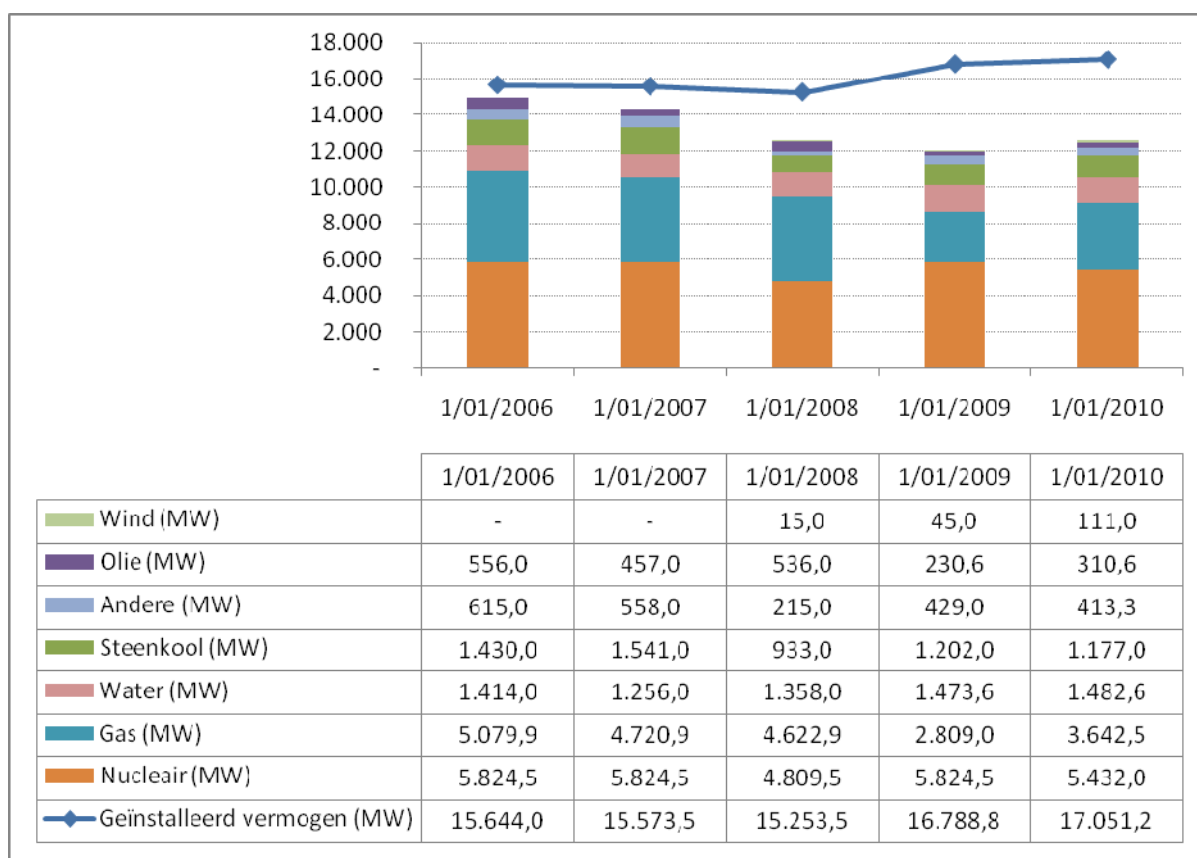
## 8.2 Beschikbaar vermogen voor de productie van elektriciteit D

### 8.2.1 Geïnstalleerd vermogen voor elektriciteitsproductie in Vlaanderen en in België

FEBEG en Elia zijn in november 2006 een internetplatform gestart, waarop ze geaggregeerde productiedata publiceren.

Figuur 44 geeft voor België voor de voorbije 5 jaar een overzicht van de evolutie van het totaal geïnstalleerd productievermogen en het beschikbaar geïnstalleerd productievermogen per type energiedrager van installaties waarvoor de elektriciteitsbedrijven met ELIA een CIPU-contract (Contract for the Injection of Production Units) hebben afgesloten.

*Figuur 44: Totaal geïnstalleerd vermogen en beschikbaar vermogen per energiedrager voor stroomproductie (België, 2006-2010)*



Enkel productie-eenheden in rekening gebracht waarvoor de elektriciteitsbedrijven met Elia een CIPU-contract (Contract for the Injection of Production Units) hebben afgesloten. Vooral de kleinschalige productie-installaties die gebruik maken van hernieuwbare energie vallen hier niet onder (die worden apart besproken in § 9.1.1).

Bron: ELIA

Het verschil tussen het geïnstalleerd vermogen (de lijngrafiek in bovenstaande figuur 44) en het beschikbaar vermogen (de gestapelde balken in bovenstaande figuur 44) wordt bepaald door verschillende factoren:

1. de beschikbaarheidsfactor van een elektriciteitscentrale in een bepaald jaar: Deze factor geeft de verhouding aan tussen het aantal uren dat een installatie bedrijfsklaar is en het totale aantal uren in dezelfde periode (meestal een jaar). De beschikbaarheid is sterk afhankelijk van het type energiebron, van het ontwerp van de installatie en van hoe de installatie in werking wordt gesteld. De meeste klassieke thermische centrales en kerncentrales hebben beschikbaarheidsfactoren tussen 70 % en 90 %. Omwille van een beter ontwerp en verbeterde technologie maar ook dank zij preventief onderhoud hebben modernere centrales een hogere beschikbaarheidsfactor. Gasturbines (alleenstaand of gecombineerd met een stoomturbine in STEG's) hebben vrij hoge beschikbaarheidsfactoren: van 80 % tot 99 %.
2. De beschikbaarheidsfactor van centrales op hernieuwbare energie, zoals wind of zon, is op zich heel hoog (van 98 % voor moderne windturbines tot bijna 100 % voor fotovoltaïsche panelen). Maar voor de productie van groene stroom op basis van wind en zon speelt een andere factor, de zogenaamde capaciteitsfactor. De capaciteitsfactor is de werkelijke elektriciteitsproductie van een centrale gedeeld door de maximaal mogelijke opbrengst in dezelfde periode. Deze is voor wind en zon vrij laag (bijvoorbeeld 40 % voor off shore windparken, en slechts 15 à 25 % voor on shore windparken).

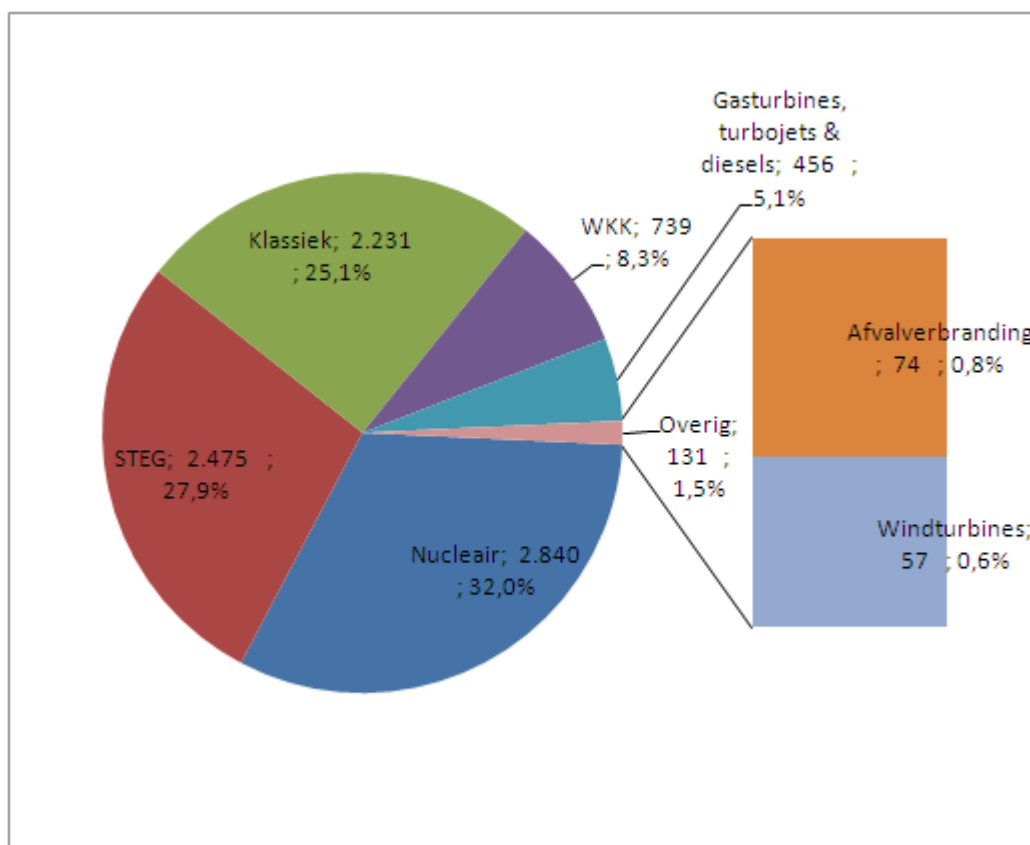
Beschikbaarheids- en capaciteitsfactor zijn twee onderscheiden begrippen, die men zeker niet met elkaar mag verwarren. Verder moeten we opmerken dat 'onverwachte gebeurtenissen' steeds kunnen zorgen voor het niet ter beschikking staan van geïnstalleerde capaciteit, zoals onvoorzien onderhoud, herstel, calamiteiten (bijvoorbeeld brand in een centrale), e.d. Vandaar de noodzaak voor een relatief ruime reservefactor, van bijvoorbeeld 1,26. De reservefactor is de verhouding van opgestelde productiecapaciteit en de maximale vraag.

Wijzigingen in het productiepark in België in 2009 waren als volgt:

- 5 extra offshore windturbines van C-power;
- 2 WKK's (elk +185 MW), biostoomcentrale te Oostende (+18 MW), afvalverwerkingsinstallatie te Herstal (+33 MW) en een STEG (+420 MW) ter vervanging van een oude eenheid (-129 MW);
- Uitbreiding van de nucleaire eenheid van Tihange 3 (+ 38,8MW).

De hierna volgende figuur 45 geeft voor Vlaanderen een overzicht van het geïnstalleerd elektrisch vermogen van kerncentrales, klassieke thermische centrales, STEG's, dieselcentrales, gasturbines en turbojets, WKK, windturbines en afvalverbranding. Dit betreft – net als in figuur 44 – uitsluitend de productie-eenheden waarvoor de elektriciteitsbedrijven met Elia een CIPU-contract (Contract for the Injection of Production Units) hebben afgesloten. Hierdoor vallen vooral de kleinschalige productie-installaties die gebruik maken van hernieuwbare energie uit de boot. Deze worden daarom apart besproken in § 9.1.1.

**Figuur 45: Nominaal vermogen (MW<sub>e</sub>) en aandeel (%) per type installatie voor de productie van elektriciteit (Vlaanderen, toestand 01.09.2010)**



Enkel productie-eenheden in rekening gebracht waarvoor de elektriciteitsbedrijven met Elia een CIPU-contract (Contract for the Injection of Production Units) hebben afgesloten. Vooral de kleinschalige productie-installaties die gebruik maken van hernieuwbare energie vallen hier niet onder (die worden apart besproken in § 9.1.1).

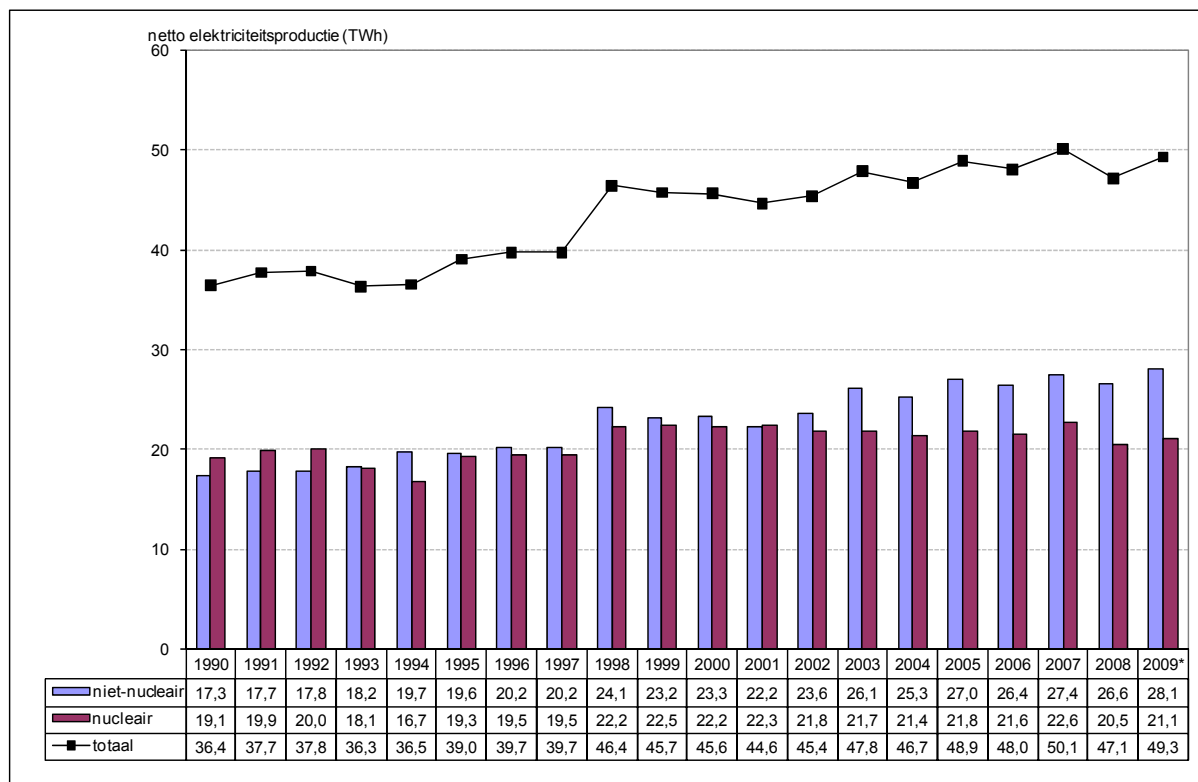
Bron: ELIA

### 8.2.2 Netto productie van elektriciteit

Figuur 46 geeft de evolutie weer van de netto productie van elektriciteit *door de elektriciteitsbedrijven*, exclusief zelfproductie. Dit is de productie exclusief het vermogen dat de elektriciteitsproducenten zelf benutten en exclusief de verliezen in de hoofdtransformatoren, maar inclusief de verliezen in de transport- en distributienetten. Een 'zelfproducent' wordt gedefinieerd als de maatschappij of het bedrijf dat naast haar hoofdactiviteit – die in die gevallen niet stroomproductie is – ook zelf elektriciteit produceert voor eigen gebruik of eventuele verkoop aan anderen (meestal producenten-verdelers).

De nettoproductie van elektriciteit door de elektriciteitsbedrijven bedroeg 49 324 GWh in 2009 in Vlaanderen, een stijging met +4,6 % t.o.v. 2008 en een stijging van 35,2 % t.o.v. 1990. Vanaf 1993 is het aandeel van de niet-nucleaire opwekking groter dan het aandeel van de kerncentrales, om in 2009 te eindigen op 42,9 %.

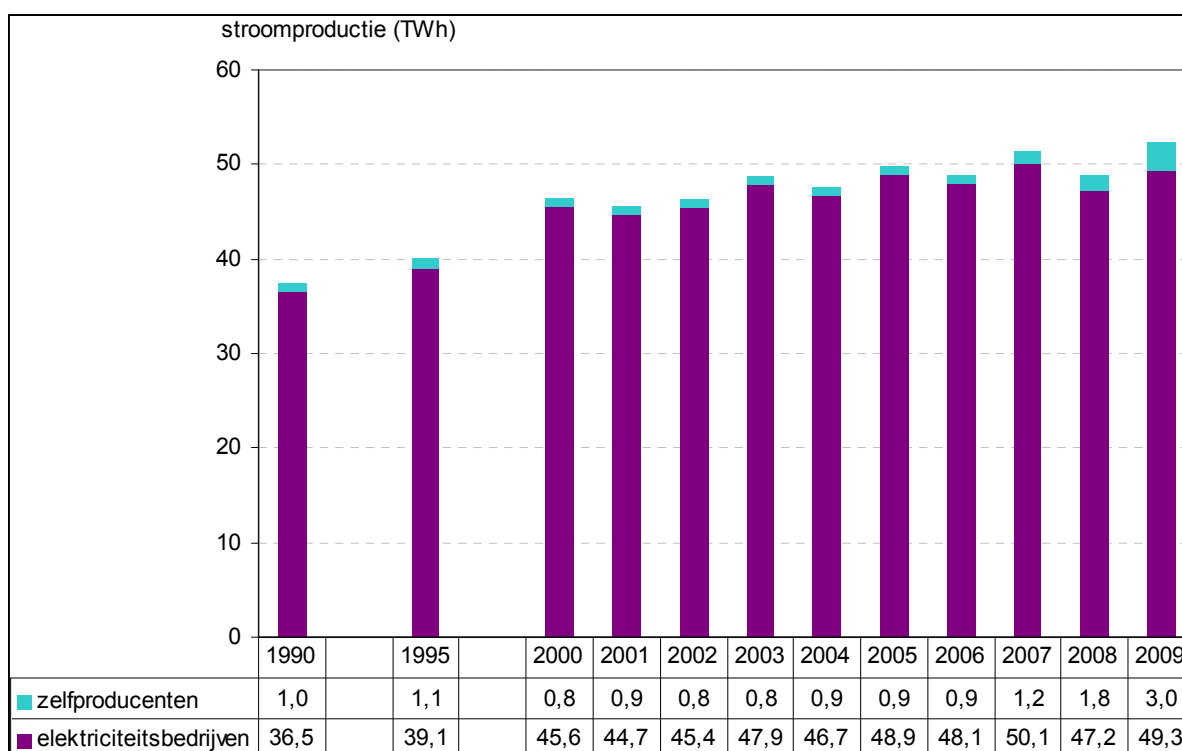
Figuur 46: Netto productie van elektriciteit (Vlaanderen, 1990-2009\*)



Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

Figuur 47 voegt aan de netto stroomproductie van de elektriciteitsbedrijven zelf ook nog de stroomproductie door zelfproducenten uit andere sectoren toe. Mede onder invloed van een streven naar een meer decentrale energievoorziening en de ingebruikname van kleinschalige installaties voor groenestroom zien we dat zowel het aandeel van de zelfproducenten als hun absolute stroomproductie over de laatste 3 jaar met een factor 3 of meer is toegenomen.

**Figuur 47: Totale netto stroomproductie door elektriciteitsproducenten en zelfproducenten samen (Vlaanderen, 1990-2009)**



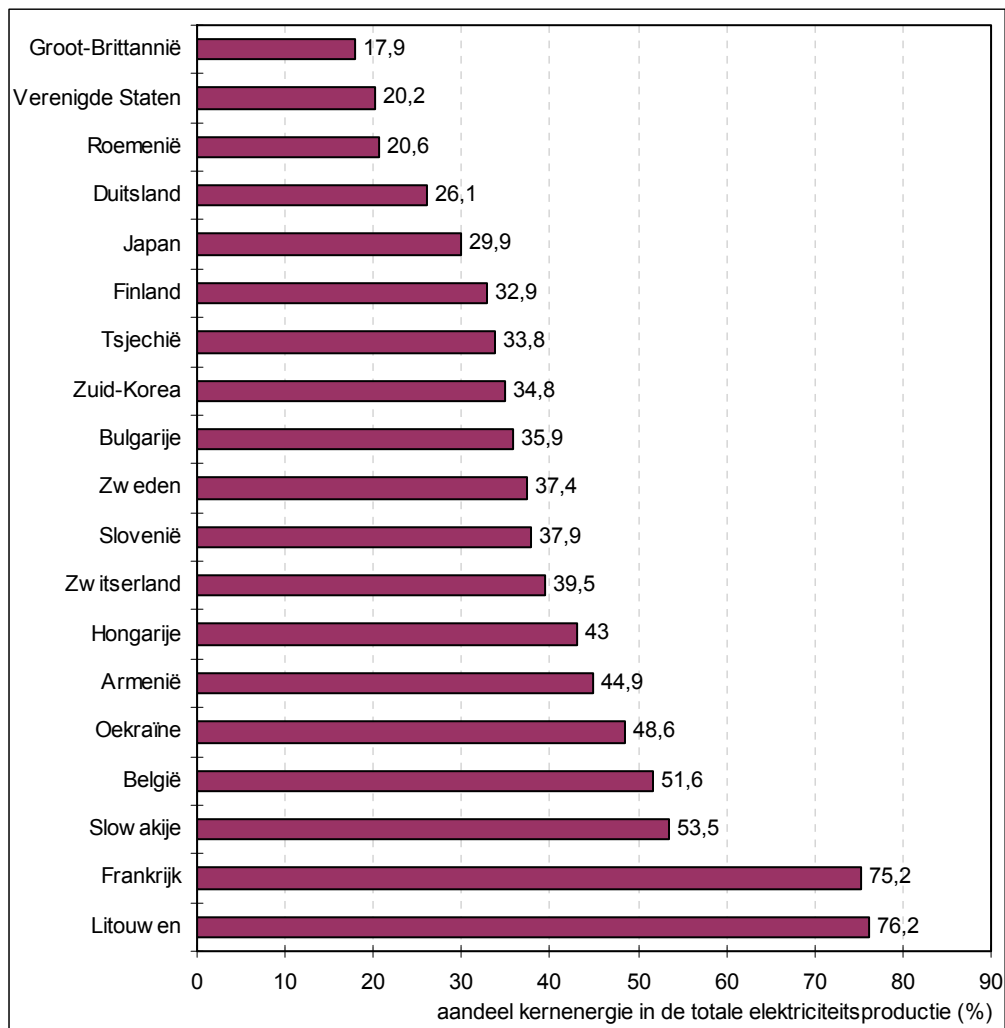
Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

### 8.2.3 Stroomproductie in nucleaire centrales van nabij bekeken

#### 8.2.3.1 Internationale vergelijking

Kerncentrales leverden in 2009 ongeveer 30 % van de elektriciteit van de EU en 14 % wereldwijd. België (51,6 %) heeft na Litouwen (76,2 %), Frankrijk (75,2 %), en Slowakije (53,5 %) het hoogste aandeel elektriciteit uit nucleaire centrales in de wereld (figuur 48).

**Figuur 48: Landen met het hoogste aandeel nucleaire energie in hun totale elektriciteitsproductie (2009)**

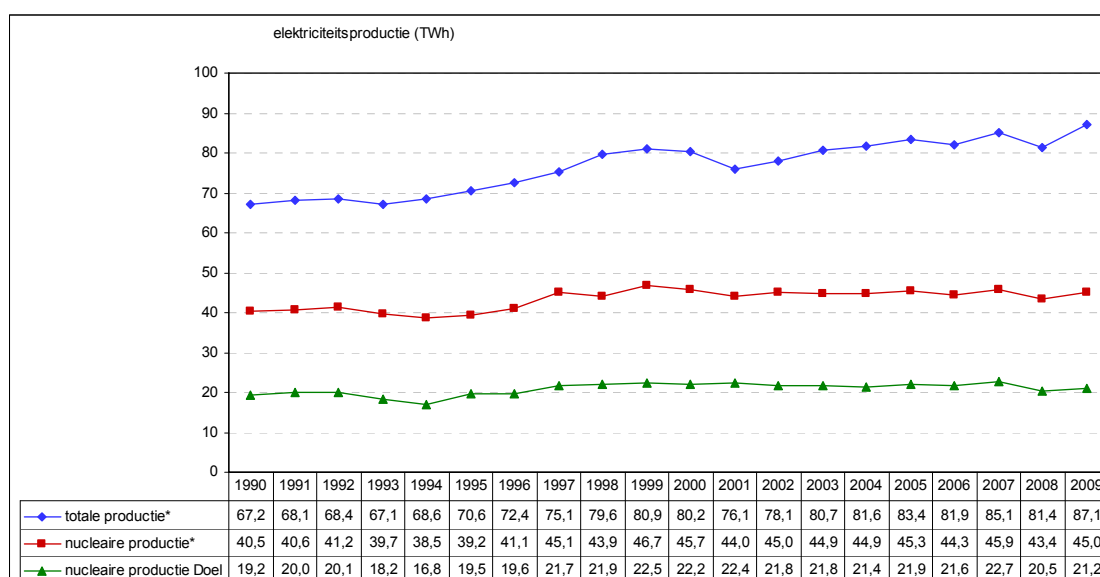


Bron: IAEA PRIS database, 2010

### 8.2.3.2 Totale en nucleaire elektriciteitsproductie

Figuur 49 geeft het verloop weer van de totale en nucleaire elektriciteitsproductie in België. De productie van de centrales gelegen in Vlaanderen (Doel) is in deze figuur ook nog eens afzonderlijk weergegeven. Het aandeel van kernenergie in de Belgische elektriciteitsproductie bedroeg 51,6 % in 2009. De 4 kerncentrales van Doel stonden in voor 24,3 % van de Belgische stroomproductie. Het nucleair aandeel neemt langzaam af door de toename in elektriciteitsgebruik en een onveranderd aantal kernreactoren.

**Figuur 49: Evolutie totale en nucleaire elektriciteitsproductie in België en afzonderlijk voor Doel (1990-2009)**



\* inbegrepen het aandeel van EDF (Electricité de France) in de kerncentrale Tihange 1

Bron: Electrabel (2010), VITO (2010)

De kostprijs van een nucleaire kWh bestaat voor 60 % uit investeringskosten, voor 20 % uit brandstofkosten en voor 20 % uit onderhoud- en werkingskosten (Eyckmans, 2003). De hoge investeringskost maakt dat deze centrales voldoende lang moeten draaien, zodat de investeringskost over voldoende geproduceerde kilowatturen kan gespreid worden. Dit betekent dat nucleaire centrales voornamelijk geschikt zijn voor de productie van de zogenaamde basislast, zodat ze, met uitzondering van perioden van onderhoud, vrijwel het hele jaar door continu draaien. De gemiddelde *benuttingsfactor* van de Belgische kerncentrales in 2009 bedroeg 87,6 %. Tijdens piekperioden doet men eerder beroep op meer flexibele, snel opstartende centrales met een lagere investeringskost en een hogere brandstofkost zoals gascentrales.

### 8.2.3.3 Kernuitstap

De uitbatingsvergunning van de Belgische kerncentrales is gebaseerd op een regime van tienjaarlijkse veiligheidsevaluaties om ze conform te maken aan de meest recente veiligheidsregels. In de officiële vergunning is geen maximale levensduur opgenomen, maar de wet op de kernuitstap van 31 januari 2003 bepaalt dat de kerncentrales dicht moeten als ze 40 jaar oud zijn. De huidige vergunningen laten een hogere opbrand van de splijtstof en langere reactorcycli toe. Naast veiligheidsargumenten spelen ook argumenten van economische, juridische en politieke aard een rol in de beslissing tot eventuele sluiting van een centrale (Torfs, 1999). In een aantal landen, zoals in België en Duitsland, is er een afbouw van de bestaande nucleaire elektriciteitsvoorziening gepland na 30 à 40 jaar productie. Anderzijds hebben een 60-tal kerncentrales in de Verenigde Staten en de kerncentrale van Borssele in Nederland een verlenging van hun vergunning gekregen tot 60 jaar. De eigenaars van de kerncentrale in Borssele hebben zich verbonden om in ruil voor het langer openhouden 250 miljoen euro te investeren in duurzame energie. De kerncentrale van Borssele dateert uit 1973. Ze ligt nabij Vlissingen aan de Schelde op slechts 15 km van de Belgische grens.

De wet op de kernuitstap beperkt de levensduur van kerncentrales in België tot 40 jaar. Dat zou betekenen dat de eerste drie centrales in 2015 sluiten (Doel 1 en 2, en Tihange 1) en de laatste in 2025. Bovendien mogen er geen nieuwe kerncentrales voor industriële elektriciteitsproductie gebouwd worden. Figuur 50 toont het verloop van de nucleaire productiecapaciteit volgens het uitstapscenario. Electrabel vernieuwde de stoomgeneratoren van Doel 2 in 2004 en deze van Doel 1 in 2009.

De federale regering richtte in 2008 de zogenaamde GEMIX-commissie op, met als doel een analyse te maken over de toekomst van de elektriciteitsvoorziening in België. Op basis van het GEMIX-rapport besliste de regering eind oktober 2009 om de eerste fase van de kernuitstap met 10 jaar uit te stellen



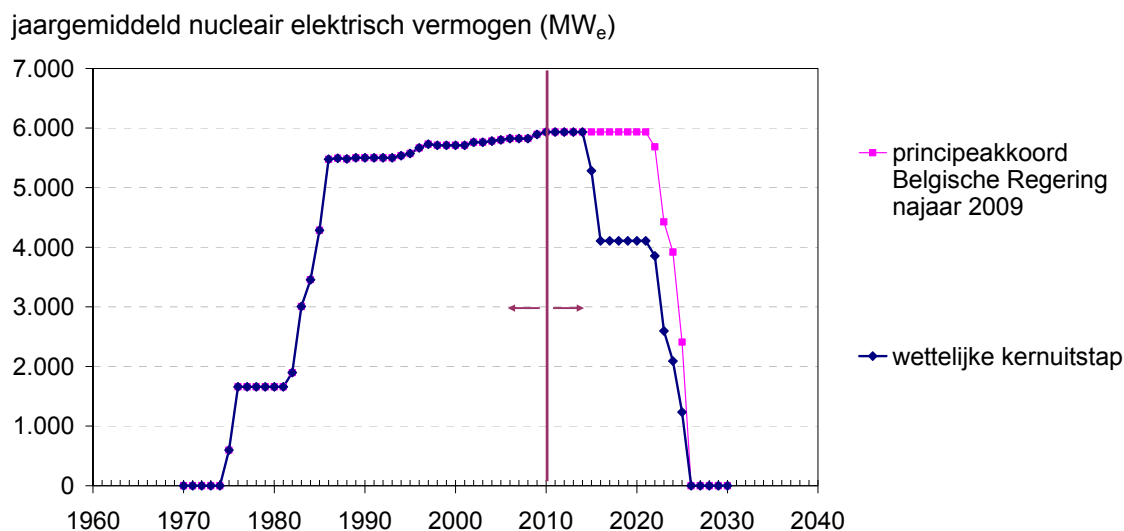
om zo de bevoorrading inzake elektriciteit van ons land veilig te stellen. Dit betekent dat de drie oudste Belgische kerncentrales, Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 in principe tot 2025 uitgebaut zouden kunnen worden. De impact van deze verlenging in levensduur op de nucleaire productiecapaciteit is weergegeven in figuur 50. In ruil voor de verlenging van de exploitatieduur verbonden de nucleaire producenten zich ertoe om van 2010 tot 2014 een jaarlijkse bijdrage van 215 tot 245 miljoen euro te betalen.

Door de val van de federale regering raakte geen wetsontwerp omtrent de verlenging van de levensduur van de oudste kerncentrales gestemd in het parlement, en blijft dus de wet op de kernuitstap van kracht. De verlenging van de levensduur van de oudste kerncentrales komt er voorlopig dan ook niet. Bovendien heeft de Europese Commissie heel wat vragen – o.a. omtrent een mogelijks verstoorde marktwerking – bij het nucleair protocolakkoord dat de federale regering en Electrabel (GDF Suez) op 22 oktober 2009 sloten omtrent het langer open houden van de 3 oudste kerncentrales. Ondertussen hebben ook andere (niet-nucleaire) stroomproducenten ENECO en Electrawinds op 21 april 2010 een klacht ingiend bij de Europese Commissie tegen dit protocolakkoord.

Na een zware aardbeving gevolgd door een tsunami in het noorden van Japan, raakten de kernreactoren van de centrale in Fukushima zwaar beschadigd. Als reactie daarop beslisten de lidstaten van de EU – waaronder dus ook België – en enkele buurlanden om de 195 kerncentrales in gebruik binnen Europa (waarbij 148 reactoren in gebruik binnen de EU27, verdeeld over 15 lidstaten; ENSREG, 2011) nog in 2011 te onderwerpen aan een ‘stresstest’. Die stresstest heeft als bedoeling de bestendigheid van de centrales te toetsen voor aardschokken en overstromingsrisico’s, op basis van de meest strikte criteria voorhanden en afgestemd op de lokale omstandigheden. Ook de back-upsystemen, de levensduur per type installatie, de noodprocedures en de bestendigheid tegen terrorisme zullen onderzocht worden in de stresstests.

De eerste maanden van 2011 was de discussie over het al dan niet langer openhouden van de Belgische kerncentrales opnieuw op gang gekomen. Binnen de schoot van de regering van lopende zaken werd in die context het idee gelanceerd om een taks te heffen op het gebruik van kernbrandstof, ten belope van circa 500 miljoen euro per jaar en bovenop de al eerder genoemde jaarlijkse bijdrage. Met die taks en bijdrage wil de overheid de winst die jaarlijks wordt gemaakt in de afgeschreven kerncentrales ten dele recupereren. De CREG begroot die winst of ‘nucleaire rente’ op 1,75 à 2,3 miljard euro per jaar (CREG, 2011). De bijdrage zou de werking van de Belgische stroommarkt kunnen bevorderen, en zo de weg vrij maken voor investeringen in nieuwe stroomproductie-installaties. Maar de gebeurtenissen in Fukushima deden de ministerraad midden maart beslissen om de discussie omtrent de kernuitstap op te schorten tot de resultaten van de stresstest beschikbaar komen (eind 2011).

*Figuur 50: Evolutie van het nucleair elektrisch vermogen als alle kerncentrales na 40 jaar sluiten, en op basis van de hypothese dat de exploitatieduur van de 3 oudste centrales met 10 jaar verlengd wordt (België)*



Bron: IAEA PRIS database, 2010

Het rapport "Kernenergie en maatschappelijk debat" van het Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek (viWTA, 2004) maakte eerder een analyse van de krachtlijnen van het maatschappelijk debat en de besluitvorming in België vanaf invoering tot het besluit van afbouw van de nucleaire productie van elektriciteit. Het huidige debat rond de plaats van kernenergie in een toekomstgericht globaal concept van duurzame ontwikkeling wordt gezien als een duidelijk voorbeeld van polarisatie tussen voor- en tegenstanders.

Voorstanders van de blijvende inzet van kernenergie focussen op:

- op de positieve bijdrage van kernenergie bij de oplossing van de klimaatproblematiek (waarbij kernenergie als 'één van de oplossingen' – zij het een onmisbare – wordt naar voren geschoven);
- de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid van het land (in een context waar naar alle verwachtingen de prijzen van fossiele brandstoffen zullen toenemen);
- de lage externe kosten (impact op milieu en gezondheid);
- de strikte veiligheidsvoorschriften en;
- de technische oplosbaarheid van het afvalprobleem.

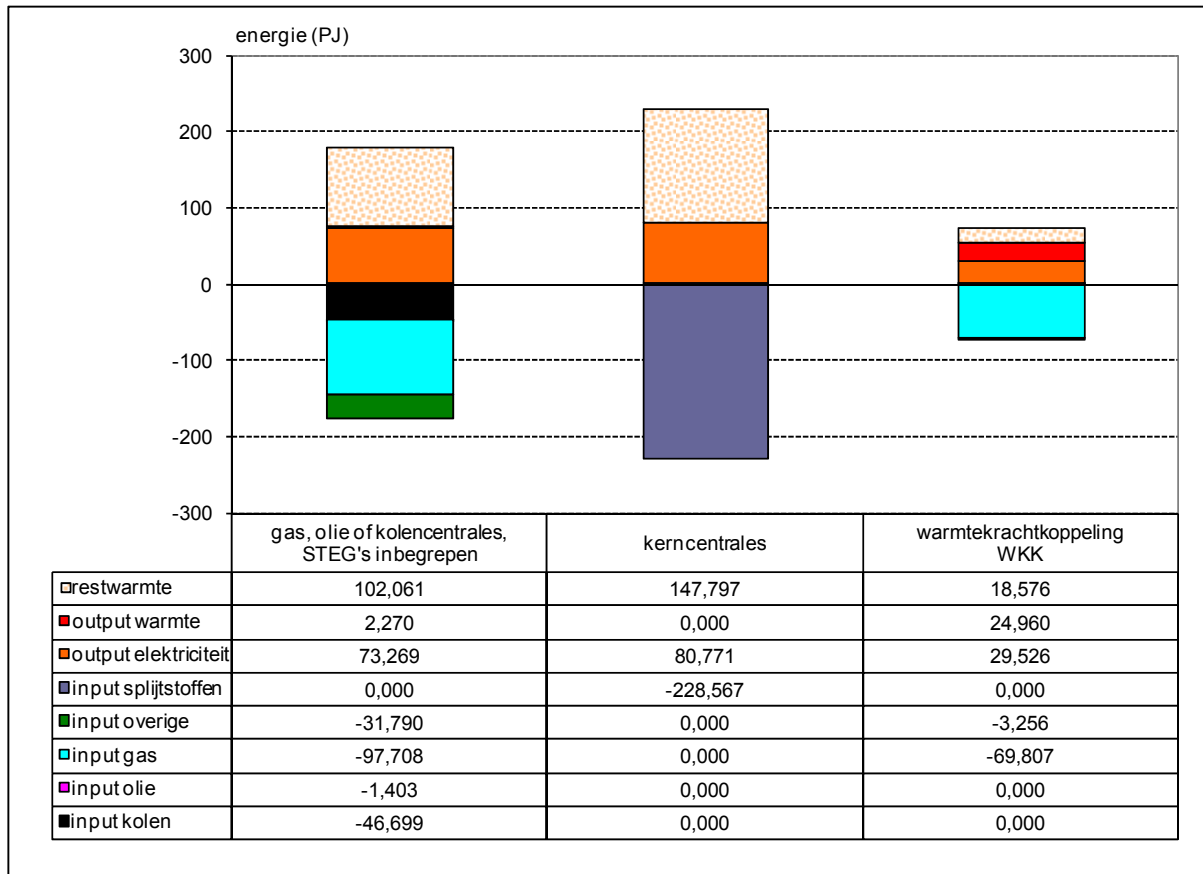
Tegenstanders wijzen op:

- het ontbreken van een duurzame oplossing voor het radioactieve afval, dat voor hen trouwens onoverkomelijke problemen in verband met transgenerationele ethiek stelt;
- de proliferatierisico's (en ethische vragen wat dat betreft);
- de niet-geïnternaliseerde kosten (de directe en indirecte subsidies (bv. de geplafonneerde verzekeringskosten voor het nucleaire risico));
- de ontmantelingskosten en kosten voor de berging van afval die volgens de tegenstanders hoger zullen oplopen dan nu ingeschat en;
- de mogelijkheid om de economische groei in absolute zin los te koppelen van een stijging van de energievraag.

#### **8.2.4 Energiebalans en rendement van de elektriciteitsopwekking**

Figuur 51 toont de energiebalans voor de gas-, olie- en kolencentrales (inclusief STEG's), kerncentrales en WKK (exclusief enkel warmteproductie), voor Vlaanderen in 2009.

Figuur 51: Energiebalans en rendement van de elektriciteitsopwekking (Vlaanderen, 2009)



Bron: VITO

De klassiek thermische centrales en de STEG's haalden in 2009 in Vlaanderen 55,0 % van hun energie-input uit aardgas; 26,3 % uit kolen, en 0,8 % uit olie. De rest is afkomstig van biomassa (13,1 %), en het niet-hernieuwbare deel van afval en afvalgassen (4,8 %). Hun nuttige output bestond voor 41,3 % uit elektriciteit en 1,3 % nuttige warmte. 57,5 % van de output kwam als niet nuttig gebruikte restwarmte terecht in de omgeving, voornamelijk via schoorstenen en koeltorens! De energetische input van kerncentrales bestaat voor 100 % uit 'nucleaire warmte', waarvan 35,3 % in 2009 werd omgezet in elektriciteit. De rest kwam vooral via koeltorens in de omgeving terecht als restwarmte. De WKK's zetten de energie-inhoud van bijna uitsluitend aardgas om naar 40,4 % elektriciteit en 34,2 % nuttig gebruikte warmte.

Het totaal energetisch rendement van de WKK's in 2009 bedroeg 74,6 %, t.o.v. 42,5 % voor klassiek thermische centrales en STEG's, en 35,3 % voor kerncentrales. Het gemiddeld energetisch rendement van klassiek thermische centrales en STEG's samen over de periode 2000-2009 bedroeg 40,6 %, dat van kerncentrales 35,0 %. Deze rendementen kenden weinig afwijkingen rond het gemiddelde. Er is evenmin een duidelijk zichtbare trend doorheen de jaren aanwezig. Het gemiddelde elektrische rendement van WKK's in dezelfde periode was 39,0%. Hier zijn de schommelingen rond het gemiddelde veel groter, maar er is evenmin sprake van een duidelijke trend.

### 8.3 Elektriciteitsleveringen

Het aandeel in de totaal geleverde elektriciteit van de gebonden afnemers bedroeg in 2002 nog 44,0 % en daalde tot 16,3 % 2003. Er zijn na 2003 geen gebonden afnemers meer in Vlaanderen.

Het aandeel van de leveringen over het transmissienet (> 70 kV) bedroeg 13,65% in 2009 tegenover 18,79 % in 2005; 20,82 % in 2004; 20,31 % in 2003 en 16,3 % in 2002 (tabel 16).

De totale geleverde elektriciteit daalde in 2009 met -9,5% ten opzichte van 2005. De redenen voor deze daling zijn enerzijds het feit dat in de afnamecijfers zoals gerapporteerd door de VREG een deel van de lokaal geproduceerde elektriciteit rechtstreeks wordt geleverd aan de eindgebruikers en dus niet in tabel 16 wordt meegenomen. Als voorbeeld vermeldt de VREG in haar jaarrapport de centrale van zandvliet Power, gestart midden 2005 met rechtstreekse leveringen aan BASF. Een andere reden voor de daling in 2009, is het effect van de financieel-economische crisis, waarbij de afname is gedaald door een sterk gedaalde vraag naar energie.

Tabel 16: Geleverde elektriciteit (exclusief verliezen) (Vlaanderen, 2002-2009)

	aan vrije afnemers op het distributienet (MWh)	aan gebonden afnemers op het distributienet (MWh)	aan afnemers op het transmissienet <sup>(1)</sup> (MWh)	<i>totaal</i> (MWh)
2002	18 680 954	20 749 631	7 701 630	47 132 215
2003	30 848 637	7 941 817	9 885 271	48 675 761
2004	39 290 357		10 328 770	49 619 127
2005	39 852 531		9 221 003	49 073 534
2006	40 115 165		8 758 021	48 873 186
2007	39 891 342		8 481 908	48 373 250
2008	40 211 387		8 076 801	48 288 188
2009	38 367 301		6 065 286	44 432 587

<sup>(1)</sup> Met inbegrip van leveringen door zogenaamde zelfbevoorraders, i.e. energie-intensieve bedrijven die in hun stroomvoorziening voorzien door zelf elektriciteit aan te kopen (via de hubdiensten van Elia, via een energiebeurs zoals Belpex, ...). Het volume van dergelijke stroomvoorziening bedroeg 978 883 MWh in 2009.

Bron: VREG, Marktrapport

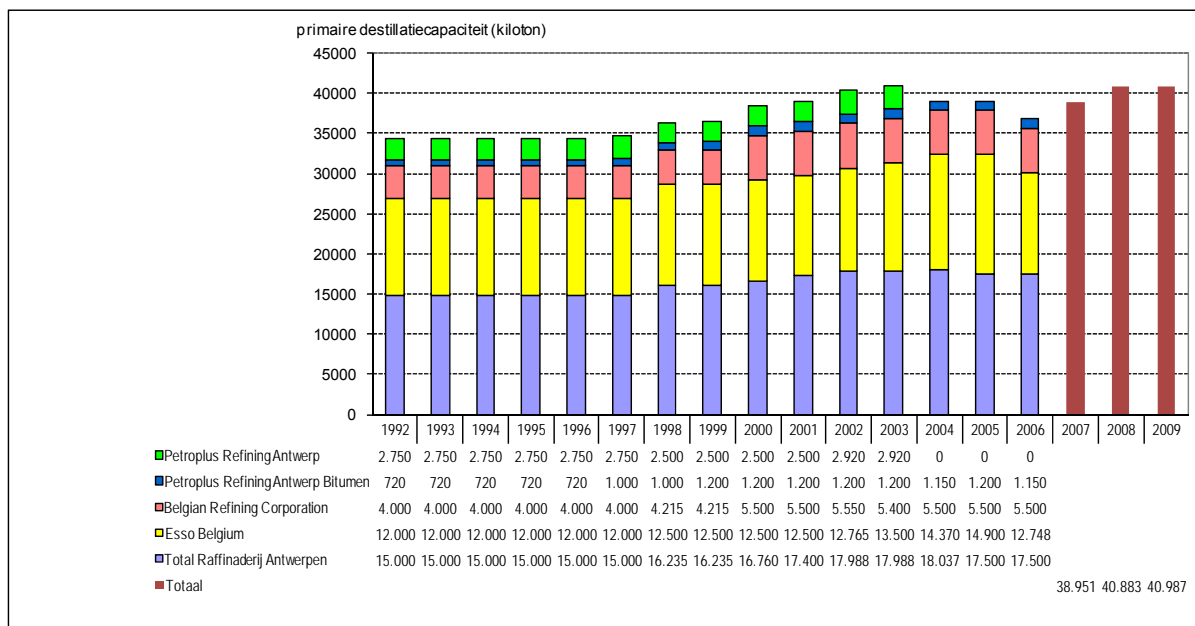
De marktaandelen van de actieve elektriciteitsleveranciers in het Vlaams Gewest uitgedrukt in totaal aantal eindafnemers (toegangspunten) waren als volgt op 1/1/2010: Electrabel Customer Solutions 65,70 %, SPE 20,20 %, Nuon Belgium 7,88 %, Essent Belgium 1,82% en andere 4,4%. De marktaandelen uitgedrukt in geleverde elektrische energie in 2009 aan vrije afnemers op het distributienet bedroegen 50,86% voor Electrabel Customer Solutions; 15,16% voor SPE; 18,02% voor Electrabel; 5,66% voor Nuon Belgium; 1,79 % voor Essent Belgium en 8,51 % voor de overige leveranciers.

## 8.4 Productie van petroleumproducten (raffinage) **D**

### 8.4.1 Primaire destillatiecapaciteit van petroleumraffinaderijen

Tussen 1995 en 2009 is de totale destillatiecapaciteit in Vlaanderen met 18,9% toegenomen. Esso en Total hadden in 2006 samen 82,0 % van de totale primaire destillatiecapaciteit (voor de verwerking van ruwe aardolie) in handen, BRC ongeveer 14,9 % (figuur 52). Voor de jaren nadien zijn enkel nog totaalcijfers voor Vlaanderen (België) beschikbaar.

**Figuur 52: De primaire destillatiecapaciteit van petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 1992-2009)**

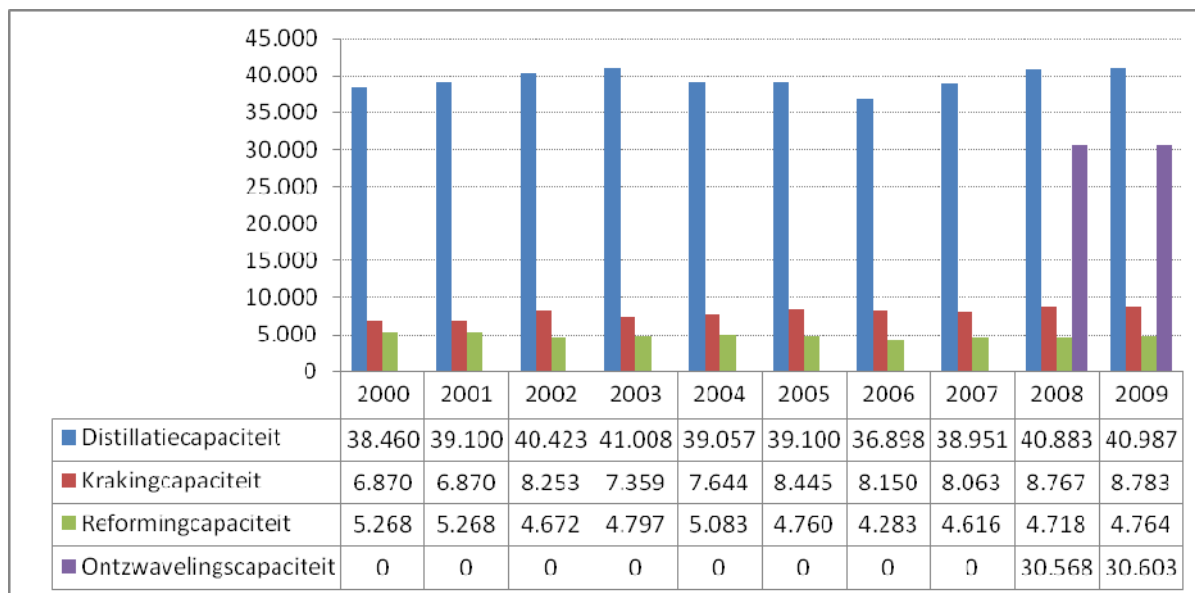


Voor de jaren 2007 – 2009 zijn enkel totalen beschikbaar

Bron: Belgische Petroleumfederatie (BPF)

De 'krakingcapaciteit' (de capaciteit van de katalytische krakers – zie beschrijving van de activiteiten) was volledig (100 %) in handen van Esso en Total.

**Figuur 53: Raffinagecapaciteiten (in k ton per jaar) van de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 2000-2009)**



Gegevens over de ontzwavelingscapaciteit zijn pas beschikbaar vanaf 2008.

Bron: Belgische Petroleumfederatie (BPF)

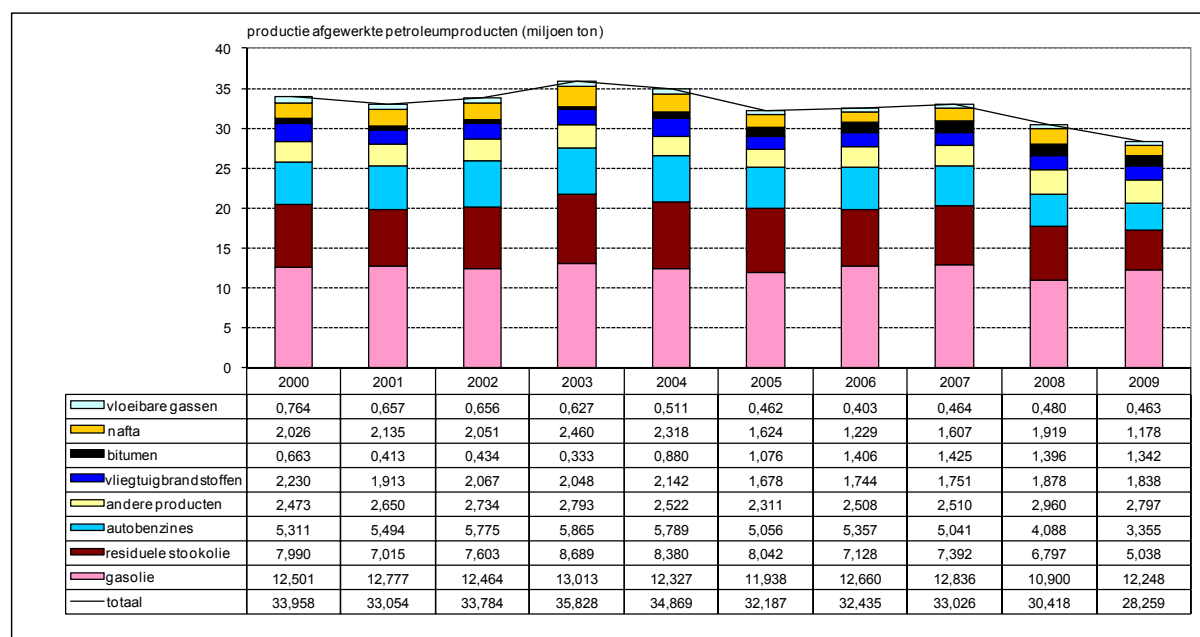
### 8.4.2 Netto productie van afgewerkte petroleumproducten

De gegevens in deze § zijn afkomstig van de Federale Overheidsdienst (FOD) Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, en gelden voor heel België. Er bestaat heel wat onduidelijkheid over de precieze afbakening van de sector met NACE-code 19.20 ('Vervaardiging van geraffineerde aardolieproducten'). Feit is dat de FOD Economie vanaf 2008 een nieuwe benadering gebruikt, waarbij ze gegevens verzamelt bij alle 'olieoperatoren' waarvan de activiteit voorziet in de

productie, het transport, de distributie, de aankoop als tussenpersoon, de levering en de verkoop van aardolieproducten van een hoeveelheid die groter is dan 25 kton per jaar. Het gevolg hiervan is dat het aantal 'declaranten' beduidend is verhoogd. Men moet daarom voorzichtig zijn met het vergelijken van gegevens voor en na 2008, vooral wat betreft bepaalde aardolieproducten zoals brandstoffen en nafta.

Tussen 2000 en 2007 schommelde de netto productie van afgewerkte petroleumproducten jaarlijks tussen 32 en 36 miljoen ton. In 2008 werd, allicht onder invloed van de financieel-economische crisis, een daling van ruim 10 % opgetekend t.o.v. 2007 (figuur 54). Die daling zette zich nog verder door in 2009. De aandelen van de belangrijkste petroleumproducten in de netto productie waren in 2009 gelijk aan 43,3% voor gasolie (huisbrandolie en diesel), 17,8 % voor residuele<sup>110</sup> stookolie en 11,9 % voor (auto)benzines.

Figuur 54: Netto productie van afgewerkte petroleumproducten (België, 2000-2009)



Bron: Belgische petroleumfederatie (BPF), jaarverslagen + Federale Overheidsdienst Economie, petroleumbalans

Er zijn geen specifieke doelstellingen wat betreft geproduceerde hoeveelheden, wel wat betreft de kwaliteit van bepaalde petroleumproducten enerzijds en biobrandstoffen voor transport anderzijds. Voor een uitgebreide bespreking hiervan verwijzen we naar §§ 8.5 en 9.3.

## 8.5 Kwaliteitseisen petroleumproducten R

Voor elk van de aardolieproducten op de Belgische markt bestaat een Belgische norm, die de eigenschappen waaraan het product dient te voldoen definieert. Na het afschaffen van de BIN (Belgisch Instituut voor Normalisatie) en zijn vervanging door het NBN (met fel gereduceerde opdracht) werd in 2007 een operator voor normalisatie in de Belgische petroleumsector opgericht. De nieuwe normalisatiestructuur werd volledig operationeel begin 2009. De operator coördineert de 3 NBN-normalisatiecommissies, waaraan tal van experts deelnemen. Deze commissies behandelen respectievelijk petroleum en aanverwante producten, bitumineuze bindmiddelen en certificatie van de duurzaamheid van biomassa.

Het Fonds voor de analyse van aardolieproducten (FAAP), opgericht door het KB van 08.02.1995 en operationeel sinds 1996, houdt zich o.m. bezig met de controle van de benamingen, de eigenschappen en de gehalten aan chemische elementen van aardolieproducten (loodgehalte van benzine, zwavelgehalte van diesel, dampspanning, octaan- en cetaangetal, enz.). Het Fonds wordt gefinancierd uit de distributiemarge van de sector.

<sup>110</sup> Betreft de 'residuele' of overblijvende fractie van (atmosferische en vacuüm)destillatie, eigenlijk de bodem- of zwaarste fracties. Huisbrandolie (stookolie voor huisverwarming) of diesel of kerosine zijn daarentegen allemaal 'middendestillaten' want afgeleid van de middelste stromen van de destillatie (zie ook processchema in figuur 32).

De Europese richtlijn 98/70/EG betreffende de kwaliteit van benzine en diesel ('Auto-Oil I') werd goedgekeurd op 29.06.1998. Deze richtlijn legt normen vast die een verbetering van de luchtkwaliteit beogen. Voor de motorbrandstoffen vertaalt zich dat in precieze en verplichte normen die toepasbaar werden vanaf het jaar 2000: vanaf die datum mocht het maximum zwavelgehalte van autobenzines en diesel niet hoger liggen dan respectievelijk 150 ppm en 350 ppm<sup>111</sup>. Het toegelaten benzeengehalte werd voor benzines teruggebracht van 5 naar 1 %. De normen voor het jaar 2005 leggen een maximumwaarde voor zwavel van 50 ppm (hetzij 0,005 %) vast, zowel voor benzines als voor diesel, en beperken de aromatische bestanddelen in de benzines tot 35 % (tabel 17). Een volgende Europese richtlijn (2003/17/EG) voorziet in een bijkomende verlaging van het zwavelgehalte van de motorbrandstoffen, verder dan de 50 ppm voor 2005 die al werd vastgelegd door de richtlijn 98/70: uiterlijk in januari 2009 moet de markt volledig zijn overgeschakeld op maximum 10 ppm zwavel voor diesel en voor alle soorten benzine. Het KB van 22.02.2005 zet de richtlijnen betreffende het zwavelgehalte in diesel en benzine om in Belgische wetgeving.

*Tabel 17: Voornaamste milieuspecificaties toepasbaar op benzines en diesel op de Europese markt vanaf 2000, 2005 en 2009*

	maxima			
	voor 2000	2000	2005	2009
<b>Benzine</b>				
▪ zwavel [ppm gewicht]	500 <sup>(1)</sup>	150	50	10
▪ benzeen [% volume]	5 <sup>(1)</sup>	1	1	<sup>(3)</sup>
▪ aromaten [% volume]	60 <sup>(2)</sup>	42	35	<sup>(3)</sup>
▪ olefinen [% volume]	23 <sup>(2)</sup>	18	18	<sup>(3)</sup>
<b>Diesel</b>				
▪ zwavel [ppm gewicht]	500 <sup>(1)</sup>	350	50	10
▪ cetaangetal	49	51	51	<sup>(3)</sup>
▪ poly-aromaten [% gewicht]	-	11	11	<sup>(3)</sup>
▪ dichtheid [g/l]	860	845	845	<sup>(3)</sup>

<sup>(1)</sup> norm in 1999

<sup>(2)</sup> in acht genomen maximum bij gebrek aan norm

<sup>(3)</sup> De Europese Gemeenschap had hier uiterlijk tegen 2006 nieuwe waarden kunnen voorstellen op grond van kosten-baten analyse. Dit is niet gebeurd, zodat in 2009 en volgende nog altijd de milieuspecificaties vanaf 2005 gelden.

Bron: BPF

De Europese Richtlijn (98/80/EG) verbiedt per 01.01.2000 gelode benzine binnen de grenzen van de Europese Unie. De loodhoudende benzine is in de praktijk al sinds april 1999 van de Belgische markt verdwenen. De richtlijn laat beperkte verkopen toe – tot 0,5 % van de benzinemarkt – ter bevoorrading van bepaalde “gemeenschappelijke belangengroepen” (bijvoorbeeld clubs van verzamelaars van oude voertuigen). De gelode benzine (enkel met 98 octaan) werd op de markt vervangen door een benzine waaraan een additief met loodvervanger werd toegevoegd. Het KB van 30.11.2003 schrapt dit type benzine met loodvervanger van de lijst met benzines die op de Belgische markt mogen worden verkocht. Deze benzine vertegenwoordigde nog slechts 3 % van de totale benzineverkoop. Van alle aardolieproducten die de FAAP heeft onderzocht respecteerde deze motorbrandstof het minst de specificaties (10 % van de staalnemingen vertoonde afwijkingen op het vlak van het einddistillatiepunt en het vlampunt).

Het KB van 03.10.2002 regelt de verkoop van ‘gasolie-verwarming extra’, met een maximaal zwavelgehalte van 50 ppm (0,005 % S) tegenover 2 000 ppm (0,2 % S) voor de ‘klassieke gasolie-verwarming’. Deze ‘gasolie-verwarming extra’ (huisbrandolie) beantwoordt aan de technische specificaties van gasolie wegvervoer (diesel) zoals de norm NBN EN 590 voorschrijft. De BPF aanvaardde in 2003 dat het zwavelgehalte van huisbrandolie reeds per 01.01.2006 verlaagd zou worden tot 1 000 ppm (0,1 % S) i.p.v. per 01.01.2008, zoals voorzien in de Europese richtlijn – op voorwaarde dat België geen strengere norm zou opleggen dan voorzien in de Europese norm. De BPF steunde tevens het voorstel van de overheid om de dichtheitsgrens van huisbrandolie op 0,830–0,870 te brengen, wat een betere regeling van de ketelbranders zou mogelijk maken.

<sup>111</sup> parts pro mille; 500 ppm = 0,05 %

Richtlijn 2005/33/EG van het Europees Parlement en de Raad van 06.07.2005 (Pb EU L191) wijzigd Richtlijn 1999/32/EG betreffende het zwavelgehalte van scheepsbrandstoffen. Op de Noordzee, de Oostzee en in Het Kanaal mogen schepen nog slechts scheepsbrandstof gebruiken met een zwavelgehalte van maximaal 1,5 % S. De verplichting van maximaal 1,5% zwavel geldt ook voor de brandstoffen gebruikt door passagiersschepen op geregelde diensten naar of vanuit havens in de gemeenschap. Bovendien mag in de hele EU geen gasolie voor de scheepvaart worden verkocht met een hoger zwavelgehalte dan 0,1 % S sinds 01.01.2008. Verder mag op de binnenwateren en door schepen op hun ligplaats in de havens geen brandstof worden gebruikt met een zwavelgehalte van meer dan 0,1 % S sinds 01.01.2008.

## 8.6 Vervoer en distributie van aardgas D

### 8.6.1 Algemeen

Men kan de markt van de aardgasverkoop indelen in de volgende drie segmenten: 1) de elektriciteitscentrales inclusief de WKK-eenheden van de elektriciteitsbedrijven, 2) de grote industriële klanten *rechtstreeks* aangesloten op het vervoersnet, en 3) de voortverkopers / distributie, die doorverkopen aan of verder verdelen naar de tertiaire sector, de ambachtelijke sectoren en de kleine en middelgrote ondernemingen aangesloten op het distributienet, en de huishoudelijke klanten aangesloten op het distributienet.

Een belangrijke factor in de aardgasverkoop aan elektriciteitsproducenten is de toename van het aandeel van de STEG-centrales (stoom-en gasturbines met gecombineerde cyclus). Waarnemers verwachten dat het belang van aardgas in dit segment in de komende jaren nog zal toenemen, hoofdzakelijk als een gevolg van politieke verbintenissen om deze brandstof te promoten en om de klimaatverplichtingen na te komen.

De grootste industriële afnemers van aardgas zijn de scheikundige nijverheid, de staalnijverheid, de voedingsnijverheid, de glasnijverheid, de rubber- en plasticverwerkende nijverheid, de non-ferro industrie, de bouwmaterialenindustrie en de textielnijverheid. Belangrijke factoren die de evolutie van de verkoop van aardgas aan de industrie verklaren zijn het verloop van de economische conjunctuur, het voortdurend streven van de industrie naar een hogere productiviteit, de investeringen in WKK-installaties, het toenemend belang van rationeel energiegebruik (REG) en de stijgende bekommernis voor het milieu in het algemeen.

De evolutie van de verkoop van aardgas aan de huishoudelijke, tertiaire en ambachtelijke sectoren wordt vooral bepaald door de volgende factoren:

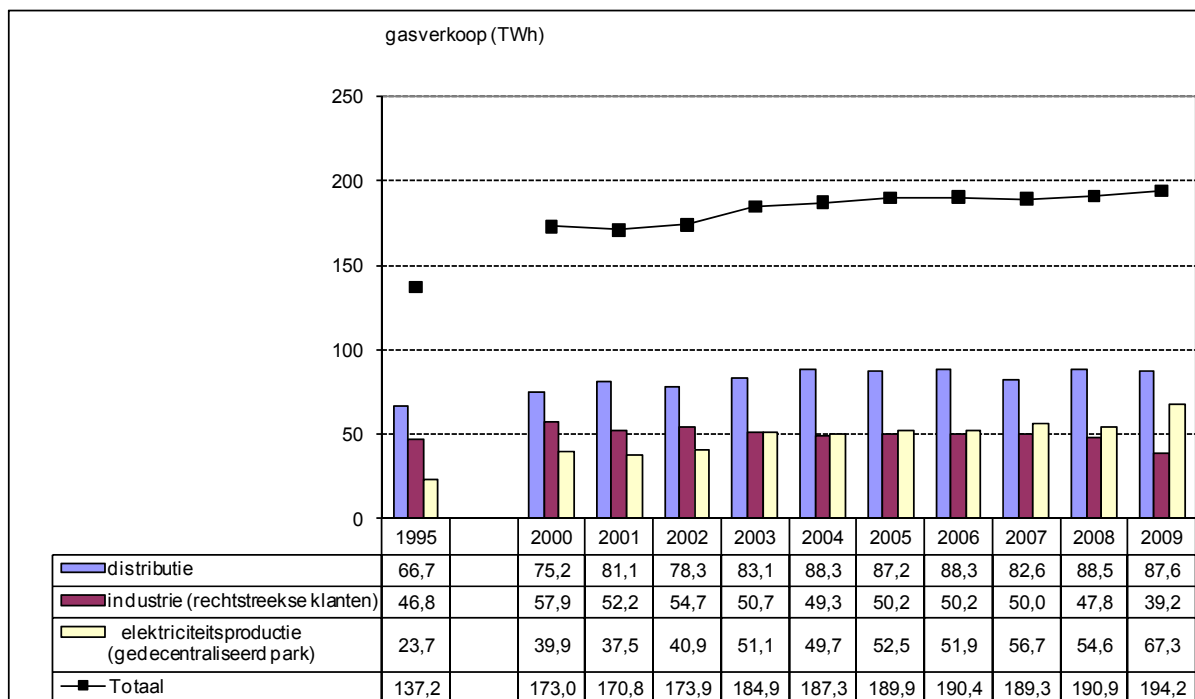
- de verwarmingsbehoeften voor gebouwen, die sterk gebonden zijn aan de weersomstandigheden;
- de behoeften voor het koken en voor de bereiding van sanitair warm water. Deze gebruiksfactoren zijn niet of minder afhankelijk van de buitentemperatuur;
- de wijzigingen van het klantenbestand. Het klantenbestand breidt uit door de aansluiting van *nieuwe* (centrale) verwarmingsinstallaties op aardgas, en door het ombouwen van *bestaande* (centrale) verwarmingsinstallaties op een andere brandstof naar aardgas. Sommige industriële klanten die voor de vrijmaking van de energiemarkt op het distributienet waren aangesloten, worden nu rechtstreeks bevoorrad via het vervoersnet.

### 8.6.2 Aardgasverkoop in België

We gebruiken als indicator voor de activiteiten van de gasector de aardgasverkoop. De statistieken worden door de sector zelf gepubliceerd.



Figuur 55: Aardgasverkoop (België, 1995; 2000-2009)



Bron: CREG

Het schommelend verloop van de aardgasverkoop aan de residentiële klanten en aan de handels- en diensten sector is vooral te verklaren door de wisselende weersomstandigheden. Daarnaast nam ook het aantal aardgasklanten toe. In Vlaanderen kwamen er in 2009 gemiddeld 4008 (VREG jaarrapport) nieuwe toegangspunten bij. Dit kan o.m. worden verklaard door de extra inspanningen die de netbeheerders doen om de in het aardgasdecreet vermelde aansluitbaarheidspercentages te behalen.

Het aardgasgebruik door de rechtstreeks aangesloten industriële klanten daalde met -16,2 % in België in 2009 t.o.v. 1995. De daling werd veroorzaakt door de minder goede conjunctuur in verschillende sectoren. Het aardgasgebruik van de elektriciteitsproducenten in België steeg in 2009 met 184% ten opzichte van 1995.

### 8.6.3 Aardgasleveringen in Vlaanderen

Het aandeel van de leveringen over het vervoernet bedroeg 56,96 % in 2009 in Vlaanderen, tegenover 55,1 % in 2005.

Tabel 18: Geleverd aardgas exclusief verliezen (Vlaanderen, 2004-2009)

	aan afnemers op het distributienet (MWh)	aan afnemers over het vervoernet (MWh)	totaal (MWh)
2004	58 074 627	68 285 000	126 359 627
2005	56 778 862	69 786 638	126 565 500
2006	58 051 451	71 409 420	129 460 871
2007	54 624 436	73 435 800	128 060 236
2008	58 844 372	73 534 947	132 379 319
2009	58 148 159	76 956 074	135 104 233

Bron: VREG, Marktrapport

De totale aardgasleveringen stegen met 2,0 % in 2009 t.o.v. 2008.

De marktaandelen van de actieve aardgasleveranciers in het totaal aantal aardgasafnemers (toegangspunten) waren op 01.01.2010 in het Vlaams Gewest als volgt:

- Electrabel Customer Solutions 67,99 %;
- SPE 16,95 %;
- Nuon Belgium 8,19 %;
- netbeheerders<sup>112</sup> 3,37%;
- Essent Belgium 1,58 % en
- andere 1,92 %.

De marktaandelen uitgedrukt in geleverde energie in 2009 bedroegen:

- 60,03 % voor Electrabel Customer Solutions;
- 15,99 % voor SPE<sup>113</sup>;
- 7,49 % voor Distrigas;
- 2,72 % voor Gaz de France;
- 5,18 % voor Nuon Belgium;
- 1,31% voor Essent Belgium en
- 7,28 % voor de overige leveranciers.

Voor een beschrijving van de evolutie van de lengtes van de verschillende aardgasdistributie en -dienstleidingen verwijzen we naar § 10.2.3.

## 9 Milieuvriendelijke energieproductie 2011

*Laatst bijgewerkt: februari*

Binnen de Vlaamse beleidscontext wordt onder milieuvriendelijke energieproductie zowel energieproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen verstaan, als de inzet van warmtekrachtkoppeling. Dit hoofdstuk behandelt eerst de drie categorieën van hernieuwbare energie:

- groene stroom (§ 9.1);
- groene warmte (§ 9.2);
- biobrandstoffen (§ 9.3).

In § 9.4 wordt dan gekeken naar het totale aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de Vlaamse energievoorziening. En § 9.5 zoomt in op enkele duurzaamheidsaspecten verbonden aan hernieuwbare energie.

Warmtekrachtkoppeling wordt van nabij bekeken in § 9.6, en § 9.7 gaat in op de specifieke situatie van stadsverwarming.

Tot slot beschouwt § 9.8 nog het aandeel van hernieuwbare energievoorziening en WKK's samen.

Tenzij anders vermeld, zijn de data (figuren, tabellen) in dit hoofdstuk afgeleid uit de *Inventaris duurzame energie in Vlaanderen 2009* (VITO, 2010b) en *WKK-inventaris in Vlaanderen 2009* (VITO, 2010c) die VITO in september 2010 aanmaakte in opdracht van het Vlaams Energieagentschap (VEA).

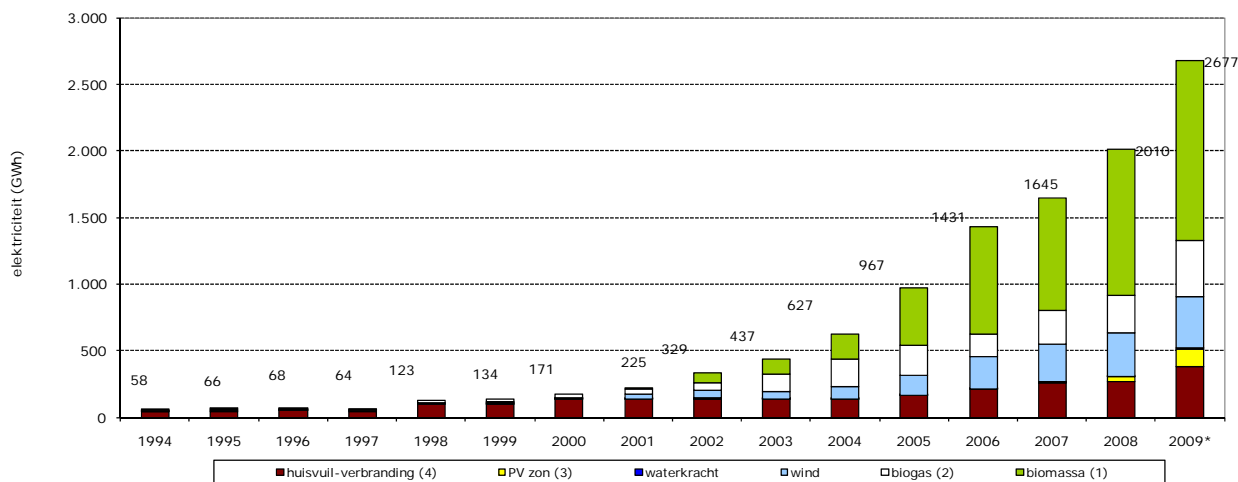
<sup>112</sup> Bij professionele afnemers van wie het contract werd opgezegd door de leverancier, moet de netbeheerder ter plaatse gaan om de stroom- en gastoevoer af te sluiten. Ingeval deze effectieve fysieke ingreep niet onmiddellijk kan worden uitgevoerd, worden deze afnemers noodgedwongen tijdelijk beleverd door de netbeheerder.

<sup>113</sup> De leveringsactiviteiten van City Power en Luminus werden op 22.08.2006 door SPE overgenomen. De leveringen van City Power en Luminus tot op het moment van overname werden in de statistiek van SPE opgenomen.

## 9.1 Elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen (groene stroom) R

In onderstaande grafiek wordt de evolutie weergegeven van de productie van groene stroom van 1994 tot 2009 opgesplitst per hernieuwbare technologie. Deze figuren worden hernomen en besproken in § 9.1.2.2.

Figuur 56: Overzicht van groenestroomproductie in Vlaanderen (1994-2009)



Bron: Vito 2010b

De evolutie van het geïnstalleerd vermogen aan hernieuwbare energie- installaties wordt per techniek in onderstaande paragrafen besproken. Te beginnen met de verschillende bio-energie installaties: biogas- en biomassa-installaties wordt eerst besproken. De indeling voor biogas (RWZI-gas, stortgas en overig biogas) en voor biomassa (gesorteerd of selectief ingezameld, uit huishoudelijk afval, uit land-of bosbouw) is overgenomen van de VREG. Daarna volgt een overzicht van het geïnstalleerd vermogen aan waterkrachtcentrales, windturbines en PV-installaties in Vlaanderen.

### 9.1.1 Inventarisatie van het geïnstalleerd vermogen uit hernieuwbare energiebronnen

#### 9.1.1.1 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit biogas

Onder biogas verstaan we de gassen van biologische oorsprong die voortkomen uit RWZI-vergistingsinstallaties, stortgasinstallaties, andere biogasinstallaties en houtvergassing.

In tabel 19 wordt de groenestroomproductie opgenomen alsook de totale elektriciteitsproductie van de biogasinstallaties. De groenestroomproductie is dus enkel de stroom die opgewekt is door de hernieuwbare brandstofinput (biomassa) in de installaties, (en in aanmerking komt voor het krijgen van groenestroomcertificaten (GSC's)). Hetzelfde geldt voor het groene geïnstalleerd vermogen en het totale geïnstalleerd vermogen.

Tabel 19: Evolutie van groenestroomproductie door biogasinstallaties (Vlaanderen, 2004-2009)

	aantal (1)	groen geïnstal- leerd vermogen kWe (2)	groene netto elektriciteit eïts- productie MWh (3)	TJ biogas (4)	totaal (5) geïnstal- leerd vermogen kWe	totale (5) netto elektriciteits- productie (MWh)	vollast- draaiuren (h) (6)
2004	22	47 244	199 179		66 115	265 932	4 022
2005	22	55 671	222 406		72 395	330 614	4 567
2006	27	60 968	173 375		58 419	337 492	5 777
2007	53	71 514	252 088	1 687	112 189	388 157	3 460
2008	66	85 119	273 006	2 879	125 425	273 828	2 794

2009	69	93 214	429 406	3 354	135 649	580 113	4 277
------	----	--------	---------	-------	---------	---------	-------

\*

- (1) VITO-berekening o.b.v. gegevens verplichte rapportering van WKK en hernieuwbare installaties en VREG  
 (2) vermogen o.b.v.VREG , opgelet: inclusief houtvergassing Ruien (bij VREG onder 'biomassa')  
 (3) productie volgens VREG opgelet: inclusief houtvergassing Ruien (bij VREG onder 'biomassa')  
 (4) verbruik VITO-berekening o.b.v. gegevens verplichte rapportering van WKK en hernieuwbare installaties, VREG, IMJV  
 (5) totaal = de totale installatie (dus niet enkel het groene gedeelte)  
 (6) vollastdraaiuren= totale productie/totaal vermogen  
 \*voorlopige cijfers

Bron: VITO (2010b)

De groenestroomproductie uit biogas in 2009 met 57 % gestegen ten opzichte van 2008. Het is vooral de verhoogde productie door de houtvergassingsinstallatie van Ruien die deze stijging veroorzaakt. In 2008 lag de productie daar eerder laag. Het aandeel groenestroomproductie door biogasinstallaties bedraagt in 2009 16 % ten opzichte van de totale groene stroomproductie.

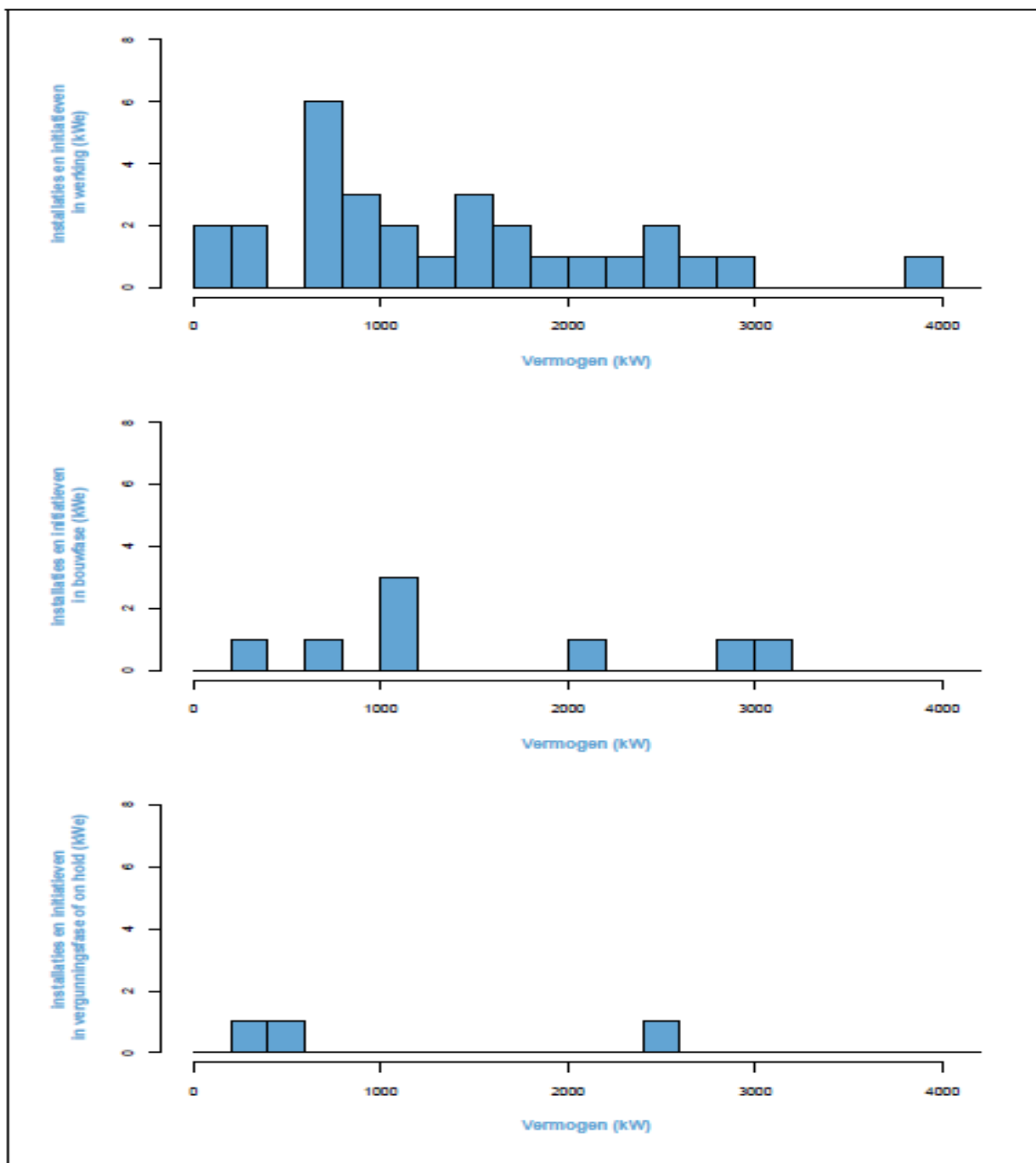
Het opgesteld vermogen aan groene stroom uit biogas waaraan de VREG groenestroomcertificaten toekent bedroeg 87,677 MW<sub>e</sub> in Vlaanderen op 30.09.2010 (VREG, 2010). Dit is een grote stijging sinds 2007 (26,918 MWe) en deze toename is vnl. door het groot aantal bijkomende vergisters op organisch biologisch afval zoals hieronder verder wordt beschreven.

Waar in de beginperiode de houtvergasser uit Ruien het grootste deel van 'biogas' productie in deze categorie voor zijn rekening nam, is dit nu niet meer het geval en lijken de vergisters de leiding te nemen in de groei.

Het Voortgangsrapport 2009 van Biogas-E leert ons dat het aantal vergisters en daarmee de productie van groene stroom uit biogas de laatste jaren sterk is toegenomen. In 2009 waren er 29 installaties in werking of heropstart (t.o.v. 19 installaties in 2008), een toename met 50 %. De totale capaciteit van de draaiende installaties was in 2009 1 122 000 ton. In vergelijking met 847 850 ton een jaar eerder, betekent dat een groei van 30 %. Daarnaast zijn er nog eens 27 installaties vergund (of in bouwfase) maar nog niet operationeel, samen goed voor een totale capaciteit van 1 550 000 ton.

Figuur 57 is overgenomen uit het voortgangsrapport van Biogas-E en geeft de verdeling van het geïnstalleerde vermogen van de installaties. Er is een grote verdeling van vermogen, gaande van 300 kW<sub>e</sub> tot >3 500 kW<sub>e</sub>. In vergelijking met vorige jaren leidt Biogas-E af dat er een verschuiving is naar grotere installaties.

Figuur 57: Verdeling van het vermogen van werkende of in aanbouw zijnde installaties (Vlaanderen, 2009)



Bron: Voortgangsrapport 2009 Biogas-E

De nieuwe installaties in landbouwgebied zijn doorgaans groter, maar ook de bestaande installaties in landbouwgebied breiden uit tot de maximale capaciteit van 60 000 ton/jaar. Ook het aantal grote installaties (> 2 MW<sub>e</sub>) is gestegen van 5 naar 7 in vergelijking met 2008. De installaties komen voornamelijk voor in West-Vlaanderen en de Kempen. Deze evolutie is duidelijk gedreven door het mestoverschot in deze gebieden. Er komen ook steeds meer installaties in andere provincies voor de vergisting van organische afvalstromen, energiegewassen of diverse mestsoorten. Het percentage energiegewassen is toegenomen in vergelijking met vorige jaren. Voor het totaal aan installaties (in werking en in aanbouw) wordt er een evolutie gezien naar een percentage van ruim 10 % aan energiegewassen voor de komende jaren als invoer voor vergistingsinstallaties. In 2009 is dat 7,8 % voor de installaties in werking of opstart.

### Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit RWZI-gas

Het opgesteld vermogen aan groene stroom uit RWZI-gas bedroeg 4,276 MW<sub>e</sub><sup>114</sup> in Vlaanderen op 30.09.2010. Dit vermogen is stabiel gebleven sinds 2007.

Bij het zuiveren van afvalwater uit rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI's) en rioolreiniging komen aanzienlijke hoeveelheden slib vrij. Rioolwaterzuiverings-slib bestaat uit bezinkbare stoffen, afkomstig van het ruwe afvalwater in de voorbezinktanks en van de biologische zuiveringsstap. Slibgisting of anaërobe stabilisering is een biologisch proces waarbij een gedeelte (circa 50 %) van het organisch materiaal in het slib onder anaërobe omstandigheden wordt omgezet onder vorming van biogas, bestaande uit methaan (CH<sub>4</sub>) en kooldioxide (CO<sub>2</sub>). Slibgisting levert twee eindproducten: uitgegist slib en biogas. Het uitgegist slib is behandeld (zuiverings)slib dat men onder bepaalde voorwaarden mag gebruiken als bodemverbeterend middel (VLAREA, Bijlage 4.2.1.C.). Het geproduceerde biogas kan men als energiebron aanwenden. Een mogelijke optie is het verbranden van het biogas in een gasmotor (gekoppeld aan een generator om elektriciteit op te wekken), waarbij men de restwarmte van de gasmotor gebruikt om de slibgisting op temperatuur te houden.

De biogasproductie van Aquafin past binnen het Uitvoeringsplan Slib van de OVAM dat voorzag in de uitbouw van de capaciteit voor slibgisting als voorbehandeling. In de Voortgangsrapportage 2008-2009 zoekt Aquafin naar een optimalisatie van de slibgisting.

### Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit stortgas

Het opgesteld vermogen aan groene stroom uit stortgas bedroeg 18,573 MW<sub>e</sub><sup>115</sup> in Vlaanderen op 30.10.2010. Dit is een lichte stijging ten opzichte van 2007 (17,882 MW<sub>e</sub>).

Het organisch materiaal in een stortplaats produceert door het spontane proces van anaërobe vergisting stortgas, een brandbaar gas dat voornamelijk bestaat uit een mengsel van methaan en koolstofdioxide met zwavelresten. De energetische valorisatie van stortgas is volgens VLAREM verplicht wanneer dit technisch en economisch rendabel is. Een systeem om gas aan een stortplaats te onttrekken en te valoriseren bestaat uit een onttrekkingsstelsel met verticale gasbronnen, een verbindend leidingnetwerk voor het gastransport, een gasstation voor het aanzuigen van het gas, een gasmotor, een generator, en een fakkel als noodoplossing voor de verbranding van het gas bij eventuele onderbrekingen van de gasmotor. De opgewekte elektriciteit kan de uitbater zelf gebruiken en/of verkopen aan het net. De restwarmte kan eveneens dienen voor eigen gebruik of eventueel voor andere bedrijven in de buurt (bv. serres).

De totale vergunde restcapaciteit op 31 december 2008 op categorie 1-stortplaatsen (stortplaatsen voor bedrijfsafvalstoffen) bedroeg ongeveer 3,6 miljoen m<sup>3</sup>. Dit is meer dan eind 2007. De vermeerdering van capaciteit is te wijten aan de uitbreiding van de stortcapaciteit van de categorie 1-stortplaats van de nv Indaver te Antwerpen door de storthoogte van 30 m TAW (Tweede Algemene Waterpassing: de referentiehoogte waartegenover hoogtemetingen in België worden uitgedrukt) naar 50 m TAW te brengen. De totale vergunde restcapaciteit op categorie 2-stortplaatsen (huishoudelijke en vergelijkbare bedrijfsafvalstoffen en voor niet gevaarlijke bijzondere afvalstoffen) bedroeg op 31 december 2008 circa 2,8 miljoen m<sup>3</sup>.

Het Planscenario van de OVAM voorziet dat men in 2015 in Vlaanderen geen brandbaar afval meer zal storten, enkel nog niet-brandbaar afval. Stortgas wordt geproduceerd tot 25 jaar nadat het afval is gestort (bron: OVAM, Uitvoeringsplan Milieuverantwoord Beheer van Huishoudelijke Afvalstoffen, Openbaar onderzoek 11.09.2007 tot 10.10.2007).

<sup>114</sup> Dit totaal op basis van VREG gegevens komt echter niet overeen met een totaal van 2,398 MW<sub>e</sub> in een andere publicatie van VREG.

<sup>115</sup> Dit totaal op basis van VREG gegevens komt echter niet overeen met een totaal van 18,963 MW<sub>e</sub> in een andere publicatie van VREG.

Tabel 20: Stortgasproductie, -valorisatie en -emissie (Vlaanderen, 2004 en prognose voor 2015)

	eenheid	totaal 2004	prognose 2015
Stortgasproductie	miljoen m <sup>3</sup>	244	94
Captatiepercentage	%	83	91
Gecapteerd stortgas	miljoen m <sup>3</sup>	202	85
Potentiële electriciteitsproductie	MWhe	298 968	125 594
Stortgasemissie	miljoen m <sup>3</sup>	42	8
Methaanemissie	kton	15	3
Directe CO <sub>2</sub> van biomassa	kton	42	8
CO <sub>2</sub> van biomassa t.g.v. verbranding stortgas	kton	398	168
Totaal CO <sub>2</sub>	kton	440	177
Totaal broeikasgasemissies (exclusief CO <sub>2</sub> )	kton CO <sub>2</sub> -eq.	315	63

### 9.1.1.2 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit biomassa

Onder de categorie biomassa verstaan we hier – net als in VITO (2010b) – volgende categorieën:

- 1) de coverbranding van biomassa (hout, houtpellets, olijfpitten, slib, pulp, koffiedroes, ea.) in conventionele elektriciteitscentrales,
- 2) de installaties op basis van palmolie, koolzaadolie, PPO (pure plantaardige olie),
- 3) de installaties op basis van houtafval, slibafval en andere biomassa-afval.

Tabel 21 geeft voor deze installaties de groenestroomproductie, alsook de totale elektriciteitsproductie van de biomassa-installaties. De groenestroomproductie is dus enkel de stroom die opgewekt is door de hernieuwbare brandstofinput (biomassa) in de installaties. Hetzelfde geldt voor het groene geïnstalleerd vermogen en het totale geïnstalleerd vermogen.

Tabel 21: Evolutie van groenestroomproductie door biomassa (Vlaanderen, 2004-2009)

	aantal <i>l</i> <sup>(1)</sup>	groen geïnstal- leerd vermoge n kW <sub>e</sub> <sup>(2)</sup>	groene netto elektriciteits -productie MWh <sup>(3)</sup>	TJ biomass a <sup>(4)</sup>	totaal <sup>(5)</sup> geïnstallee rd vermogen kW <sub>e</sub>	totale <sup>(5)</sup> netto elektriciteits- productie (MWh)	vollast- draaiuren (h) <sup>(6)</sup>
2004	20	165 112	194 885		2 012 354	8 619 443	4283
2005	25	312 616	427 080		2 288 495	9 906 667	4329
2006	35	312 616	806 807		2 280 489	9 035 826	3962
2007	24	384 019	844 113	11 576	2 370 868	8 083 856	3410
2008	31	391 910	1 100 189	13 741	2 117 212	7 455 187	3521
2009	31	397 461	1 346 413	10 366	2 112 316	7 554 097	3576

\* VITO-berekening o.b.v. gegevens verplichte rapportering van WKK en hernieuwbare installaties en VREG

<sup>(2)</sup> vermogen o.b.v. VREG, opgelet: exclusief houtvergassing Ruien (zit al verrekend onder 'biogas') en exclusief SLECO en de biostoomcentrale te Oostende (zitten verrekend bij 'afvalverbranding')

<sup>(3)</sup> productie volgens VREG, opgelet: exclusief houtvergassing Ruien (zit al verrekend onder 'biogas') en exclusief SLECO en de biostoomcentrale te Oostende (zitten verrekend onder 'afvalverbranding')

<sup>(4)</sup> verbruik bepaald door VITO o.b.v. gegevens verplichte rapportering van WKK en hernieuwbare installaties en VREG

<sup>(5)</sup> totaal = de totale installatie (dus niet enkel het groene gedeelte)

<sup>(6)</sup> vollastdraaiuren = totale productie/totaal vermogen

\*voorlopige cijfers

Bron: VITO (2010b)

Voor het groene geïnstalleerde vermogen werden de cijfers van de VREG weerhouden. In 2009 kwamen er geen biomassa-installatie bij (die groene stroom produceert). De groenestroomproductie door biomassa-installaties heeft in 2009 een aandeel van 50 % (in 2008: 55 % en in 2007: 51 %) ten opzichte van de totale groenestroomproductie in Vlaanderen. Er werd in 2009 een 7-voud aan groene stroom geproduceerd ten opzichte van 2004 door biomassa-installaties. Het aantal installaties is ook

toegenomen en vooral het geïnstalleerd vermogen is in 2009 meer dan verdubbeld ten opzichte van 2004.

### 9.1.1.3 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit biomassa uit huishoudelijk afval

Tabel 22 geeft de evolutie weer van het geïnstalleerd vermogen en de groenestroomproductie uit huishoudelijk afval in Vlaanderen. De stijging in 2006 is voor rekening van de bijkomende SLECO-installatie, waarvan het vermogen door de VREG volledig als groen bestempeld wordt). De stijging in 2009 is te wijten aan de nieuwe biostoomcentrale te Oostende.

Tabel 22: Evolutie van groenestroomproductie door verbranding van de hernieuwbare fractie van afval (Vlaanderen, 2004-2009)

	aantal <i>l</i> <sup>(1)</sup>	groen geïnstalleerd vermogen <i>kW<sub>e</sub></i> <sup>(2)</sup>	groene netto elektriciteits- productie <i>MWh</i> <sup>(3)</sup>	TJ afval (hernieuw- bare fractie) <sup>(4)</sup>	totaal <sup>(5)</sup> geïnstal- leerd vermogen <i>kW<sub>e</sub></i>	totale <sup>(5)</sup> netto elektriciteits- productie ( <i>MWh</i> )	vollast- draaiuren ( <i>h</i> ) <sup>(6)</sup>
2004	7	32 700	135 268		56 738	329 316	5 804
2005	8	33 300	159 523		63 378	408 614	6 447
2006	9	72 300	208 184		102 315	522 377	5 106
2007	9	72 300	255 508	6 573	120 828	686 480	5 681
2008	10	75 400	267 112	6 904	120 833	719 474	7 205
2009	11	93 200	376 120	8 022	139 833	773 606	6 350
*							

<sup>(1)</sup> VITO-berekening o.b.v. gegevens OVAM en VREG,

<sup>(2)</sup> vermogen o.b.v. VREG. Opgelet: ook de SLECO-installatie en biostoomcentrale te Oostende worden hier opgenomen (bij VREG onder 'biomassa')

<sup>(3)</sup> productie o.b.v. gegevens uit het IMJV gegevens OVAM en VREG. Opgelet: ook de SLECO-installatie en biostoomcentrale te Oostende worden hier opgenomen (bij VREG onder 'biomassa')

<sup>(4)</sup> verbruik VITO-berekening o.b.v. gegevens uit het IMJV, OVAM en VREG

<sup>(5)</sup> totaal = de totale installatie (dus niet enkel het groene gedeelte)

<sup>(6)</sup> vollastdraaiuren = totale productie / totaal vermogen

\* voorlopige cijfers

Bron: VITO (2010b)

De groenestroomproductie is enkel de stroom die opgewekt is door de hernieuwbare fractie van het afval (en in aanmerking komt voor het krijgen van GSC). Voor de huisvuilverbrandingsinstallaties wordt 41,075 % van de totale afvalfractie (uitgedrukt in PJ) als hernieuwbaar beschouwd in de gegevensjaren tot en met 2008. Dit percentage werd bepaald aan de hand van sorteeranlyses van de huisvuilzak en de verbrandingswaarden van de verschillende fracties. Voor de SLECO-installatie werd de hernieuwbare fractie op 31,22 % vastgelegd. Vanaf 1 juli 2009 werd de hernieuwbare fractie vastgelegd op 47,78 % volgens het besluit van de Vlaamse Regering van 5 juni 2009, en dit voor alle installaties (inclusief SLECO en de nieuwe biostoomcentrale). Dit percentage werd bepaald aan de hand van de laatste sorteeranlyse van de huisvuilzak uitgevoerd in 2006 (data pas eind 2008 gepubliceerd).

Het aandeel van groenestroomproductie door afvalverbranding ten opzichte van de totale groene stroomproductie daalt van 22 % in 2004 naar 14 % in 2009. De fractie van het afval die als hernieuwbaar beschouwd wordt, is in de periode 2004-2008 constant gebleven, maar wijzigt in de loop van 2009 naar een hoger aandeel (47,78 %). Dit heeft ook duidelijk invloed op de berekende hoeveelheid groene stroom uit deze installaties.

### 9.1.1.4 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit waterkracht

De elektriciteitsproducenten in Vlaanderen hebben slechts enkele – kleine – waterkrachtcentrales, bv. in gerestaureerde watermolens of aan sluizen, en geen enkele pompcentrale. De vermogens zijn klein, omwille van de beperkte hoogteverschillen in Vlaanderen (tabel 23).

Tabel 23: Evolutie van waterkracht (Vlaanderen, 2004-2009)

	aantal <sup>(1)</sup>	geïnstalleerd	netto	Vollastdraaiuren
--	-----------------------	---------------	-------	------------------



	<i>vermogen kW<sub>e</sub></i> <sup>(2)</sup>	<i>elektriciteitsproductie MWh</i> <sup>(3)</sup>	<i>(h)</i> <sup>(4)</sup>
2004	7	643	2 995
2005	7	643	3 551
2006	13	991	2 098
2007	14	996	2 751
2008	15	1 000	3 600
2009	15	1 000	2 970

<sup>(1)</sup> aantal volgens VREG marktrapport 2009

<sup>(2)</sup> vermogen volgens VREG marktrapport 2009

<sup>(3)</sup> productie volgens VREG (GSC) aangeleverd aan VITO en afgestemd met totalen volgens VREG marktrapport 2009

<sup>(4)</sup> *vollastdraaiuren* = productie/vermogen

Bron: VITO (2010b)

Er werden in 2009 geen nieuwe waterkrachtcentrales geactiveerd ten opzichte van 2008. De groenestroomproductie via waterkracht heeft maar een minimaal aandeel van 0,1 % in de totale groenestroomproductie van 2009.

#### 9.1.1.5 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit windenergie op land (onshore)

Tabel 24 geeft de evolutie weer van geïnstalleerd vermogen en de groenestroomproductie uit windkracht in Vlaanderen tussen 2004 en 2009.

Tabel 24: Evolutie van onshore windkracht (Vlaanderen, 2004-2009)

	<i>aantal</i> <sup>(1)</sup>	<i>geïnstalleerd vermogen kW<sub>e</sub></i> <sup>(2)</sup>	<i>netto elektriciteitsproductie MWh</i> <sup>(3)</sup>	<i>Vollastdraaiuren (h)</i> <sup>(4)</sup>
2004	26	94 742	95 044	1 003
2005	31	140 542	154 443	1 099
2006	35	161 545	237 492	1 470
2007	43	188 745	284 520	1 507
2008	52	212 773	332 965	1 565
2009 <sup>(5)</sup>	62	231 770	386 851	1 669

<sup>(1)</sup> aantal volgens VREG marktrapport 2009

<sup>(2)</sup> vermogen volgens VREG marktrapport 2009

<sup>(3)</sup> productie volgens VREG (GSC) aangeleverd aan VITO en afgestemd met totalen volgens VREG marktrapport 2009

<sup>(4)</sup> *vollastdraaiuren* = productie/vermogen

<sup>(5)</sup> cijfers 2009 volgens aangepaste statistieken van VREG op 05/04/2011

Bron: VITO (2010b), VREG (2011)

In 2009 kwamen er 10 windturbine-projecten bij. Hierdoor steeg het geïnstalleerd vermogen met 18 997 kW<sub>e</sub>. Het aandeel van groenestroomproductie door windkracht ten opzichte van de totale groene stroomproductie bedraagt in 2009 14 %.

De windturbines zijn meestal in eigendom en beheer van 'traditionele' elektriciteitsbedrijven. Een aantal windturbines zijn eigendom van coöperatieve vennootschappen (cvba's), die we ook tot de elektriciteitssector rekenen, en van privé-bedrijven (of zelfs van particulieren), die stricto sensu niet tot de elektriciteitssector behoren.

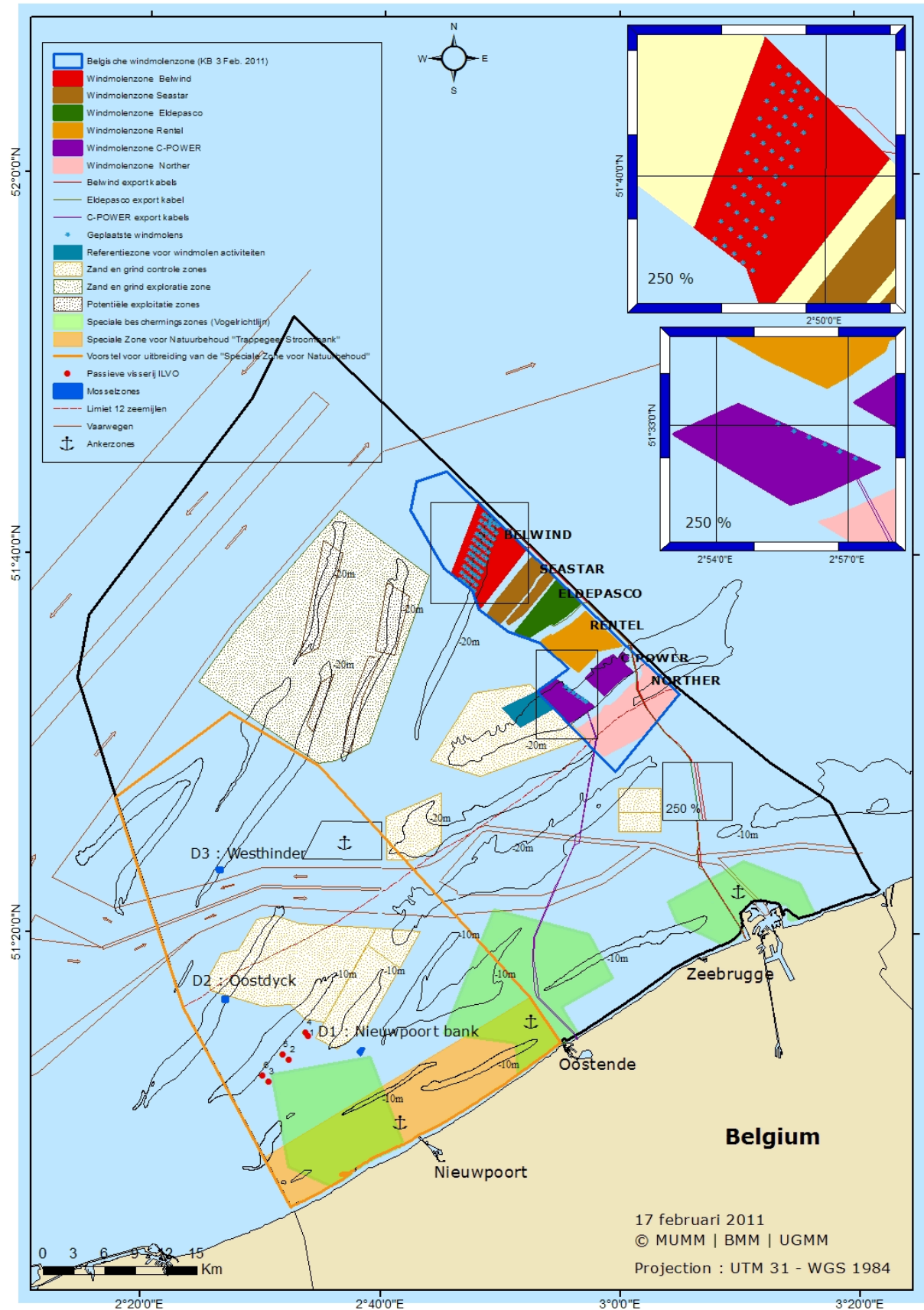
#### 9.1.1.6 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit windenergie op zee (offshore)

Hoewel offshore windparken federale materie is, geven we hier toch een overzicht van de bestaande projecten.

Om een offshore windmolenpark te kunnen realiseren moeten potentiële kandidaten een aantal wettelijke procedures doorlopen. De belangrijkste daarvan zijn de aanvraag van een domeinconcessie, een bouw- en milieuvergunning, een vergunning voor het leggen van kabels in zee, een stedenbouwkundige vergunning voor kabels op land (vanaf laagwaterlijn), een wegvergunning voor de hoogspanningsverbinding, en netkoppelingsvergunningen voor de aansluiting op het hoogspanningsnet.

Figuur 58 geeft de locaties weer waarvoor de laatste jaren projectvoorstellen zijn ingediend. Van alle dossiers die bij de CREG werden ingediend, kregen er tot op vandaag zes een domeinconcessie, in het bijzonder de projecten “C-Power II” in 2003, “Eldepasco” in 2006, “Belwind” in 2007, “Rentel” in 2009, “Norther” in 2009 en “Seastar” in 2010. Een overzicht van de parken waarop deze concessies betrekking hebben is uitgewerkt in tabel 25.

Figuur 58: Overzicht locaties en projectvoorstellen offshore windenergieparken (België, 2011)



Bron: Beheersmodel van het Mathematisch Model van de Noordzee (BMM, <http://www.mumm.ac.be> op 21.03.2011)

**Tabel 25: Overzicht opgestarte en geplande projecten voor offshore windenergieparken (België, 2011)**

nr.	Naam project	aantal turbines	vermogen per turbine (MW <sub>e</sub> )	totaal vermogen (MW <sub>e</sub> )	verwachte jaarlijkse stroomproductie (GWh)	bouwperiode	start ingebruikname
1	C-power II	6 + 48	5 (# 6) 6,15 (# 48)	325	1 000	2007-2013	2008-2013
2	Eldepasco	36 à 72	3 à 6	216	670	2011	eind 2012
3	Belwind	2 x 55	3	330	1 100	sept. 2009-2012	dec. 2010-2012
4	North Sea Power (Norther)	minstens 60	5 of meer	420 à 630	1 360	2012-2015	2014
5	Rentel	48	6	288		2013-2015	2015
6	Seastar	41	6	246		2014-...	

Dit overzicht omvat niet de 2 parken waarvoor in 2002 een domeinconcessie werd toegekend, maar waarvoor een weigering van milieuvergunning momenteel nog aangevochten voor de Raad van State:

1) Electrabel-Jan de Nul I: 100 MW (50 turbines) op Vlakte van de Raan (12,5 km voor de kust van Knokke)

2) C-Power I: 115 MW (50 turbines) op de Wenduinebank (5,1 km van de kust)

Tabel opgemaakt op basis van informatie beschikbaar op 21.03.2011

Bron: MIRA (VMM) periodiek geactualiseerd op basis van diverse bronnen waaronder BMM, Noordzeecentrale, ODE Vlaanderen, VLIZ/Noordzeecentrale, Elia, Synergrid, 4COffshore, [www.tijd.be](http://www.tijd.be) en websites van de specifieke projecten

C-Power nam in mei 2009 de eerste 6 windturbines in gebruik, voor een totaal vermogen van 31,5 MW<sub>e</sub>. Vanaf december 2010 produceert ook Belwind elektriciteit: dit park heeft al de helft van het totaal aantal turbines in gebruik (165 MW<sub>e</sub>).

Sinds begin maart 2011 loopt ook de procedure voor een 7<sup>de</sup> concessie, de laatste die past binnen de eerste zone die België afbakende voor offshore windenergie. Kandidaten kunnen een aanvraag indienen voor het gebied van 31 km<sup>2</sup>, voor een potentieel vermogen van circa 300 MW<sub>e</sub>.

Tevens zou er een tweede zone voor windenergieparken worden afgebakend in de Belgische wateren, met de bedoeling het offshore windpotentieel verder aan te spreken in de periode 2020-2030. Die zone zou een oppervlakte hebben van circa 166 km<sup>2</sup>, en ruimte bieden aan windparken met een totaal vermogen tussen 1 500 en 2 500 MW<sub>e</sub>.

7.12.2009 ondertekende België mee een akkoord om te komen tot een connectie tussen offshore windparken van 9 landen in de Noordzee: België, Frankrijk, Nederland, Duitsland, Groot-Brittannië, Ierland, Noorwegen, Zweden en Denemarken. Dat moet de zekerheid van energie uit windparken verhogen, en wanneer nergens wind is kan dan bijgesprongen worden met energie uit waterkracht (Noorwegen). Realisatie van het netwerk zou 5 à 10 jaar vergen. In eerste instantie volgt nu een studie over de haalbaarheid, de kosten, de beschikbare bronnen en mogelijke synergieën. Samen met Luxemburg ondertekenden de 9 landen in december 2010 ook het 'North Seas Countries Offshore Grid Initiative' om samen de ontwikkeling verder te zetten van de offshore windmolenparken van de Noordelijke Zeeën (Noordzee, het Kanaal, Keltische Zee, Ierse Zee). De eerste ramingen tonen dat er tegen 2030 150 GW<sub>e</sub> zal worden geïnstalleerd. Goed voor een productie van 563 TWh, of 16% van het Europees energieverbruik. Tegen 2050 zou de offshore energie zelfs voldoende zijn om te voorzien in 46 % van het Europees energieverbruik (Magnette, 2010).

#### 9.1.1.7 Geïnstalleerd vermogen voor de productie van elektriciteit uit fotovoltaïsche (PV) installaties (of 'zonnestroom')

Tabel 26 geeft de evolutie weer van het geïnstalleerd vermogen en groenestroomproductie uit zonne-energie in Vlaanderen.

**Tabel 26: Evolutie fotovoltaïsche zonne-energie of PV (Vlaanderen, 2004-2009)**

	aantal <sup>(1)</sup>	geïnstalleerd vermogen kW <sub>p</sub> <sup>(2)</sup>	netto elektriciteitsproductie MWh <sup>(3)</sup>	kWh/kW <sub>p</sub> <sup>(4)</sup>
2004	438	772	656	850
2005	752	1 284	1 091	850
2006	1 174	3 294	2 800	850
2007	4 196	6 567	5 582	850
2008	15 350	39 555	33 622	850

2009	62 623	163 064	138 604	850
------	--------	---------	---------	-----

<sup>(1)</sup> aantal volgens subsidiedossiers VEA voor 2004-2006 en volgens VREG marktrapport 2009 voor 2007-2009

<sup>(2)</sup> De piekvermogens (kWp) voor PV-panelen zijn afgestemd met VEA in kader van de energie-efficiëntie richtlijn.

<sup>(3)</sup> productie is afgestemd met VEA in kader van de energie-efficiëntie richtlijn tot en met gegevensjaar 2006, vanaf 2007 worden de productiecijfers van VREG overgenomen volgens marktrapport 2009.

<sup>(4)</sup> productie/piekvermogen

Bron: VITO (2010b)

Tot en met 2006 werd de informatie voor het aantal fotovoltaïsche panelen bekomen vanuit de subsidiedossiers van PV-panelen van VEA. Het aantal PV-panelen vanuit deze bron lag immers hoger dan het aantal dat bekomen werd vanuit de groenestroomcertificaten. Niet voor alle PV-panelen werden groenestroomcertificaten aangevraagd. Vanaf 2007 komen de gegevens wel van de VREG (groenestroomcertificaten). Er is nu immers een prijsgarantie voor GSC van PV-panelen (aanvragen tot eind 2009: €450 per 1 000kWh) waardoor we ervan kunnen uitgaan dat alle eigenaars van PV-panelen nu wel groenestroomcertificaten aanvragen. De netto elektriciteitsproductie door PV-panelen werd voor de gegevensjaren vóór 2007 niet overgenomen van VREG omwille van dezelfde redenen.

De installatie van PV-panelen kent de laatste jaren een enorm succes. Dit succes is duidelijk te merken in het aandeel van groenestroomproductie door PV-panelen ten opzichte van de totale groene stroomproductie: 0,3 % in 2007, 1,7 % in 2008 en 5,2 % in 2009.

En deze groei houdt ook in 2010 verder aan: op datum van 1.1.2011 geven de gegevens van de VREG een totaal geïnstalleerd vermogen van 654 352 kWp verspreid over 90 762 installaties.

De sterke stijging is mede te verklaren doordat de Vlaamse Regering op 01.01.2006 een nieuw ondersteuningsmechanisme met groenestroomcertificaten voor zonne-energie invoerde. Particuliere en professionele investeerders ontvangen gedurende 20 jaar een vaste vergoeding voor de elektriciteit die ze opwekken uit zonlicht, met name 450 euro per schijf van 1 000 kWh geproduceerde groene stroom. In het Electriciteitsdecreet werd echter een aanpassing gedaan en daalt deze € 450 geleidelijk over de komende jaren. Reden waarom de overheid deze degressie inbouwde is het feit dat de productiekost van zonne-energie installaties sterk is afgenomen.

## 9.1.2 Productie van groene stroom

### 9.1.2.1 Doelstellingen

De Europese Richtlijn 2001/77/EC van 27.09.2001 ter bevordering van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen in de interne elektriciteitsmarkt (PB L 283/33 van 27.10.2001) legde voor alle landen van de EU een indicatieve streefwaarde vast voor het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in het bruto elektriciteitsgebruik van 2010 (6 % voor België).

Een nieuwe richtlijn vervangt de richtlijn uit 2001, en legt nu bindende doelstellingen op per land en beschouwt nu ook hernieuwbare energie in zijn geheel (groene stroom, groene warmte en biobrandstoffen). Het de richtlijn 2009/28/EG die de Raad van de Europese Unie en het Europees Parlement op 23 april 2009 goedkeurden. Voor het geheel van de EU27 bedraagt het doel een aandeel van 20 % voor hernieuwbare energiebronnen in het bruto binnenlands energieverbruik. België kreeg als specifieke doelstelling een aandeel 13 % opgelegd. In 2005 bedroeg dit aandeel in België nog 2,2 %.

Een zeer belangrijk verschil met de vorige richtlijnen is dat er nu gesproken wordt over hernieuwbare energie in zijn geheel. Elke lidstaat kan dus zelf invullen hoeveel hij per energiedrager (electriciteit, warmte, transport) wil bereiken. Enige uitzondering is transport waar elke lidstaat verplicht is aan een minimum van 10 % aan hernieuwbare energie te voldoen. In deze richtlijn gaat het om bindende verplichtingen tegen 2020, met reeds vastgelegde tussentijdse doelstellingen die niet bindend zijn.

De omzetting van de richtlijn is in volle gang. Tegen 30.6.2010 diende elke lidstaat een 'National Renewable Action Plan' in te dienen bij de Europese Commissie. Door de val van de Belgische regering in het voorjaar van 2010, kon België pas 5 maanden later (op 1.12.2010) het actieplan indienen. Dit plan is te beschouwen als een roadmap die aangeeft hoe België het aandeel hernieuwbare energie zal opschroeven van 2,2 % in 2005 naar 13 % in 2020. Tabel 27 geeft het

indicatief traject dat België voorziet tussen 2005 en 2020. Het plan bevat echter nog geen verdeling van de 13 % doelstelling over de 3 gewesten.

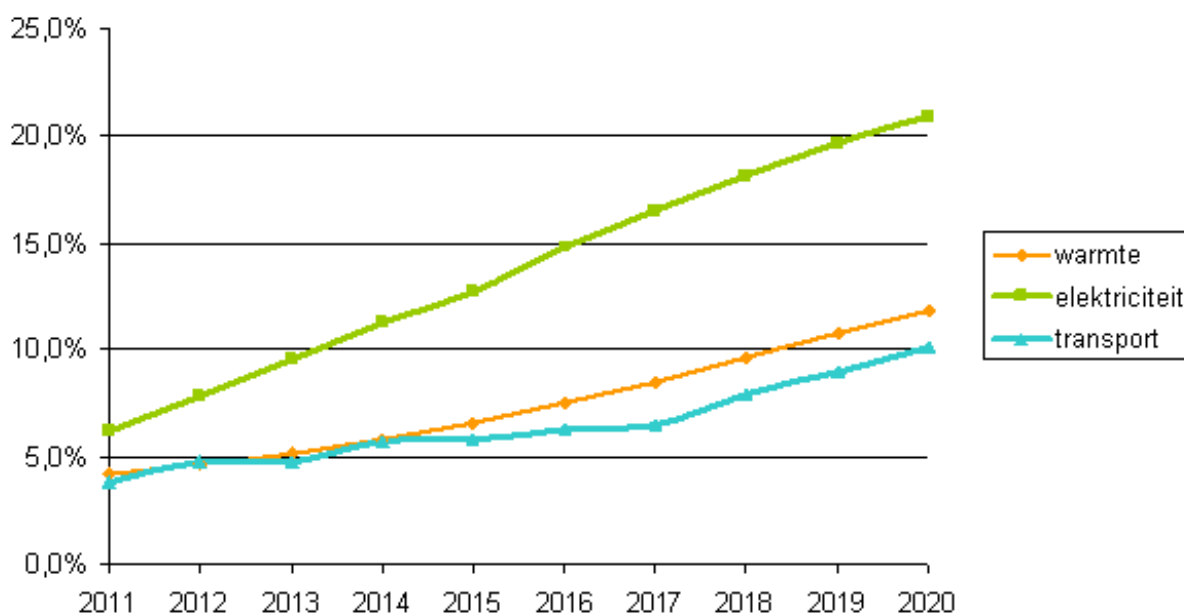
*Tabel 27: Indicatief traject voor het aandeel hernieuwbare energie in bruto finaal energiegebruik (België, 2005-2020)*

	2005	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
aandeel HE (%)	2,2	4,4	5,2	5,8	6,8	7,5	8,6	9,5	10,7	..	13,0

Bron: ECN & EEA (2011)

De streefcijfers 'per sector' – namelijk elektriciteit, warmte/koeling en transport – en de tussentijdse doelstellingen zijn indicatief. Op regelmatige basis zullen de bestaande maatregelen geëvalueerd, en – waar nodig - extra maatregelen ingevoerd worden om de (rijzende) knelpunten weg te werken. Figuur 59 geeft de verwachte groei en het aandeel van de verschillende hernieuwbare energiebronnen weer zoals voorzien in het eerste Belgische NREAP. Relatief gezien verwacht België tegen 2020 het hoogste aandeel hernieuwbare energie (voornamelijk vaste biomassa, gevolgd door windenergie op land en op zee) te bereiken in de elektriciteitsproductie: meer dan 20 %. Maar doordat het warmteverbruik veel groter is dan het elektriciteitsverbruik, moet in absolute termen de belangrijkste bijdrage van groene warmte komen (ongeveer de helft van de 13 %-doelstelling). Hiervoor wordt de grootste bijdrage verwacht van vaste biomassa, en in mindere mate van warmtepompen en zonneboilers.

*Figuur 59: Indicatief groeipad voor het percentage hernieuwbare energie in de elektriciteitsproductie, warmteproductie en transport (België, 2010-2020)*



Bron: VEA (2011)

Het actieplan beschrijft de bestaande beleidsmaatregelen en regelgeving met betrekking tot hernieuwbare energie en nieuwe maatregelen die in het vooruitzicht staan: een minimumaandeel hernieuwbare energie in gebouwen, kwaliteitserkenningen voor installateurs en bijkomende steun voor groene warmte. Deze maatregelen worden verder uitgewerkt. Om het beleid van de gewesten te optimaliseren, wordt de 13% doelstelling voor België vertaald naar een doelstelling per gewest. Zo kan elk gewest zijn optimale mix van hernieuwbare energiebronnen en instrumenten hanteren. Het wordt in elk geval een ambitieuze doelstelling. Op het gebied van energietransitie is de periode tot 2020 immers niet zo lang. De verdere uitwerking en evaluatie van nieuwe en bestaande maatregelen zal daarom op korte termijn doorgevoerd en versterkt worden. Het Vlaams actieplan, dat onze beleidsmaatregelen en –doelstellingen bundelt, wordt gefinaliseerd van zodra de verdeling van de doelstelling over de gewesten vast ligt.

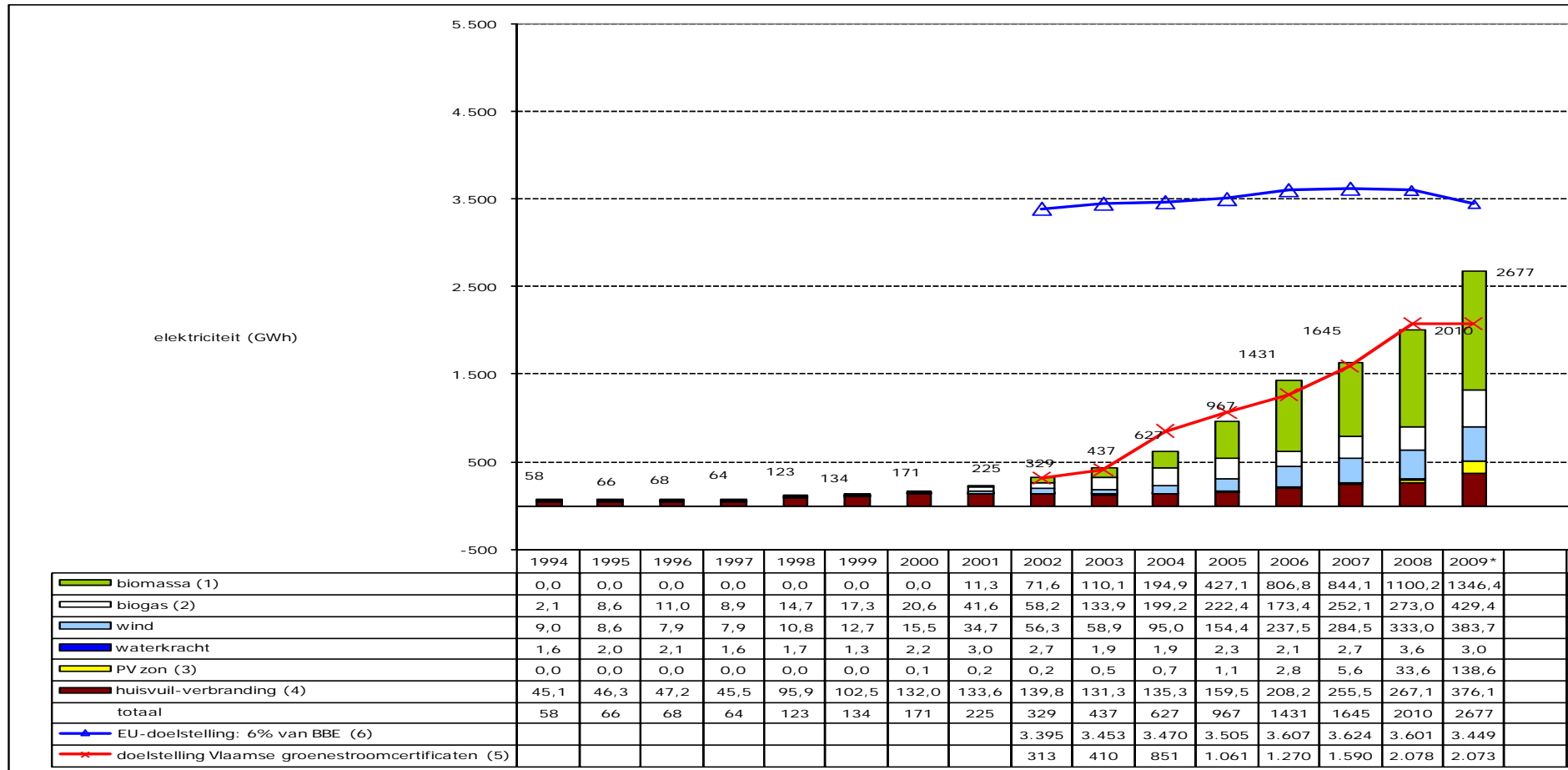
### 9.1.2.2 Effectieve productie van groene stroom

Figuur 60 geeft een overzicht van de netto groenestroomproductie in Vlaanderen per techniek voor de periode 1994-2009.

De groene stroomproductie in Vlaanderen bedroeg in 2009 2.677 GWh. Dit is een stijging met 33,2 % ten opzichte van 2008. De groene stroomproductie bedraagt 5,1 % ten opzichte van de totale netto elektriciteitsproductie in Vlaanderen (inclusief zelfproductie).

Ten opzichte van het bruto binnenlands elektriciteitsverbruik (BBEI) in Vlaanderen (= elektriciteitsverbruik inclusief zelfproductie on site verbruikt + eigenverbruik van de centrales + netverliezen) bedroeg de groenestroomproductie 4,7 % in 2009 (in 2007: 2,7 %, in 2008: 3,4 %). De Europese indicatieve doelstelling van 6 % van het BBEI – te bereiken in 2010 – wordt aangegeven door de blauwe driehoekjes.

Figuur 60: Productie van groene stroom in Vlaanderen



\* voorlopige cijfers. Dit rapport geeft de situatie weer zoals ze gekend is in september 2010

(1) aangeleverd door VEA aan VITO en afgestemd in kader van de energie-efficiëntie richtlijn in juni 2010, vanaf 2007 cijfers groenestroomcertificaten van VREG

(2) enkel de hernieuwbare organische fractie van afval (inclusief de installaties van SLECO en de biostoominstallatie van Elektrawinds in Oostende)

(3) coverbranding van biomassa zoals olijfpitten, pulp, hout, slib, pellets, koffiedroes (exclusief houtvergassing) EN andere biomassa-installaties (vooral o.b.v. koolzaadolie, palmpitolie, pure plantaardige olie, slib, hout, plantaardige /dierlijke vetten)

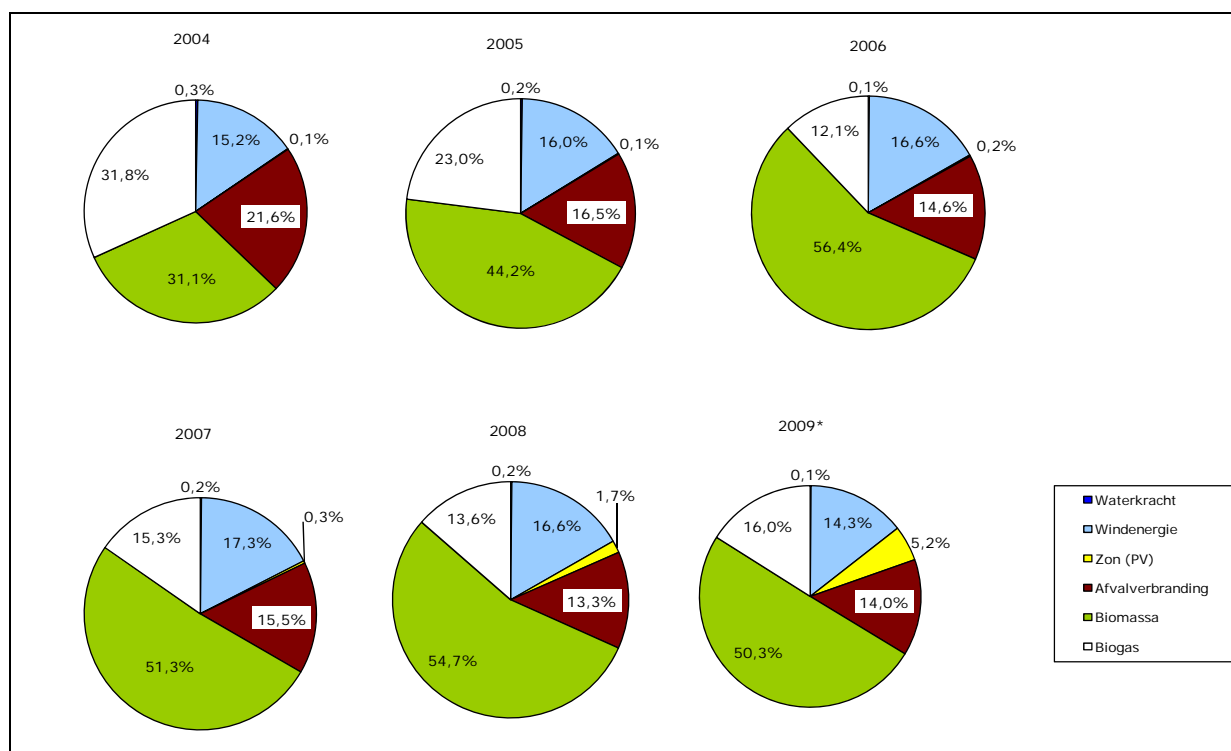
(4) vergistingsinstallaties (RWZI) en stortgasinstallaties alsook houtvergassing en overig biogas

Bron: VITO (2010b)



In de periode 2004-2009 is het aandeel van de verschillende bronnen van groene stroom verschoven (figuur 61). Het grote aandeel van biomassa is vooral te wijten aan de sterke stijging van de coverbranding van biomassa in klassieke elektriciteitscentrales. Dit is de bron van groene stroomproductie die het sterkst is gestegen. Dit komt natuurlijk door het grootschalige karakter van de elektriciteitscentrales. De sterke opkomst van PV-panelen is ook opvallend en ondanks het meestal kleinschalige karakter van deze installaties (huishoudens) is hun bijdrage in de groenestroomproductie duidelijk niet meer te verwaarlozen.

Figuur 61: Aandeel van de bronnen in de totale groenestroomproductie in Vlaanderen in 2004- 2009\*



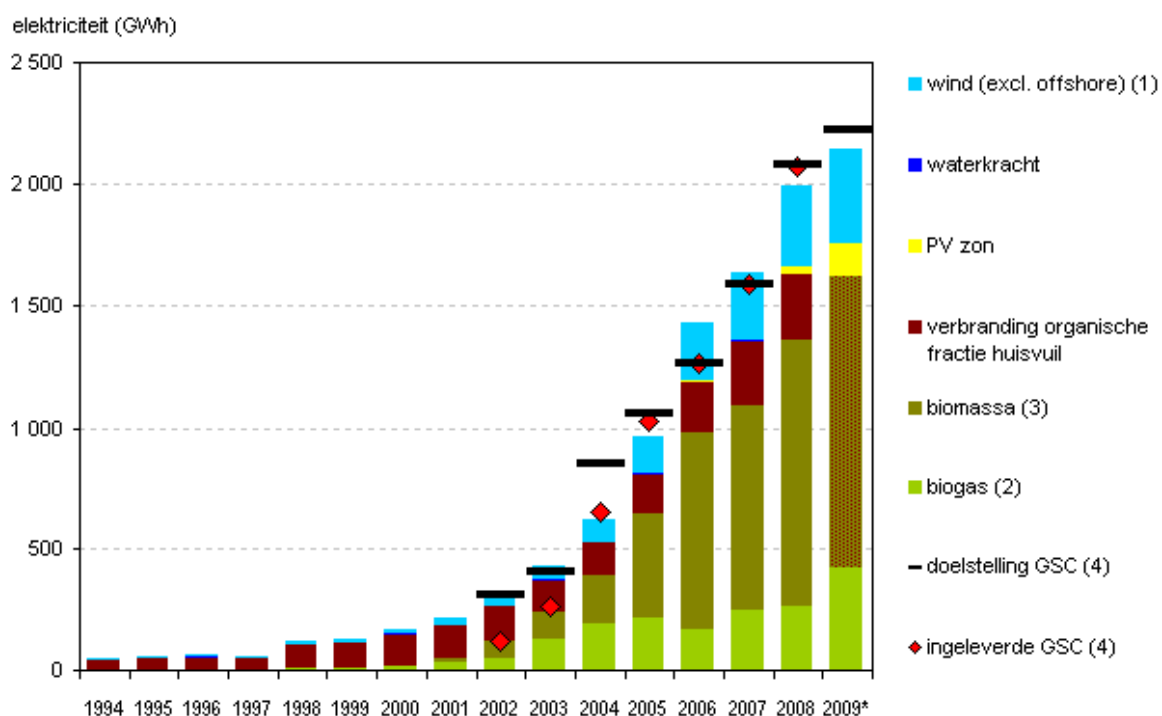
Bron: VITO (2010b)

### 9.1.2.3 Groenestroomcertificaten<sup>116</sup>

Figuur 62 voegt de gegevens uit figuur 60 samen met een toetsing aan de doelstellingen inzake groenestroomcertificaten.

<sup>116</sup> <http://www.vreg.be/vreg/sector/groengroen.htm>

Figuur 62: Toetsing groene stroom productie aan doelstellingen



- (1) Offshore windenergie (nog geen productie in 2008) kan niet verrekend worden voor de certificatenverplichting.  
 (2) coverbranding van vaste en vloeibare biomassa zoals hout, slib, olijfpitten, plantaardige olie, plantaardige/dierlijke vetten enz.. In 2009 inclusief verbranding organische fractie huisvuil.  
 (3) vergisting van organisch afval en slib, vergassing van hout  
 (4) Betreft het aantal vooropgestelde, respectievelijk werkelijk ingeleverde certificaten voor 31 maart van het daaropvolgende jaar.

Bron: MIRA op basis van Energiebalans Vlaanderen VITO en VREG

Het systeem van groenestroomcertificaten (GSC's) en de bepalingen i.v.m. elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen worden geregeld door het besluit van 05.03.2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen (ter vervanging van het Besluit van 28.09.2001, zoals gewijzigd bij besluit van 04.04.2003) (B.S. 23/03.2004). Het systeem van groenestroomcertificaten is van start gegaan op 01.01.2002.

Producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen kunnen van de VREG groenestroomcertificaten krijgen voor de elektriciteit die ze aantoonbaar in Vlaanderen produceren. Een groenestroomcertificaat toont aan dat 1 MWh elektriciteit werd opgewekt uit een hernieuwbare energiebron (zonne-energie; windenergie; waterkracht < 10 MW; getijden- en golfslagenergie; aardwarmte; biogas; en energie opgewekt uit een aantal organisch-biologische stoffen). Vanaf 02.04.2004 is het mogelijk om certificaten te krijgen voor de productie van elektriciteit uit het organisch-biologisch deel van restafval, op voorwaarde dat de betrokken verwerkingsinstallatie door energierecuperatie een primaire energiebesparing realiseert van 35 % van de energie-inhoud van de afvalstoffen verwerkt in de installatie.

Iedere elektriciteitsleverancier is sinds 01.01.2002 verplicht om een minimaal aandeel van zijn verkoop aan eindafnemers te betrekken uit hernieuwbare energiebronnen in Vlaanderen. Dit minimaal aandeel bedroeg 0,8 % in 2002, 1,2 % in 2003, 2 % in 2004, 2,5 % in 2005, 3 % in 2006, 3,75 % in 2007 en zal verder moeten toenemen tot 6 % in 2010. Maar doordat de leveringen boven 20 000 MWh aan grote stroomverbruikers gedeeltelijk zijn vrijgesteld van de certificaatplicht, valt de 6 % doelstelling voor GSC's lager uit dan de 6 % doelstelling inzake groene stroom uit § 9.1.2.2.

Het decreet van 12 december 2008 houdende diverse bepalingen inzake energie, leefmilieu, openbare werken, landbouw en visserij, wijzigt de bepalingen van de automatische quotumverhogingen voor groene stroomproductie (zoals hierboven gemeld). Artikel 23, §3 van het

decreet geeft aan dat met terugwerkende kracht (vanaf 1 januari 2008) het quotum verhoogd kan worden indien de VREG vaststelt dat het berekend percentage groenestroomproductie versus de totale afname van elektriciteit voor het jaar n-1 groter is dan het vooropgestelde quotum (G) op 31 maart van het jaar n+1. Het quotumpercentage wordt dan automatisch een stap sneller verhoogd bij de volgende inleveringsronde.

Concreet betekent dit dat het quotum van de inleveringsronde van 31 maart 2008 (dus voor het jaar 2007) behouden bleef op 3,75 %. Maar voor de inleveringsronde van 31 maart 2009 werd het quotum zo verhoogd van 4,5 % naar 4,9 %. Het quotum voor inlevering op 31 maart 2010 bleef op 5,25 %.

Ondanks een stijging van het in te leveren quotum aan groenestroomcertificaten (GSC's) van 4,9 % op 31 maart 2009 naar 5,25 % op 31 maart 2010 vertoonde het aantal in te leveren en ingeleverde GSC's een minieme daling. Dat komt door een daling van het aantal certificaatplichtige elektriciteitsleveringen in 2009. Doordat de productie van groene stroom in 2009 heel wat hoger lag dan in 2008, zorgde dit voor een overschot aan GSC's in de markt. Logischerwijs voldeden de 20 stroomleveranciers in Vlaanderen dan ook voor 99,94 % aan de certificaatplicht. Leveranciers die onvoldoende GSC's inleverden, betaalden per ontbrekend GSC een boete van 125 euro, dus hoger dan de gemiddelde marktprijs van 108 euro per GSC in 2009.

Ondertussen is op 8 mei 2009 het 'decreet tot wijziging van het decreet van 17 juli 2000 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt' gepubliceerd. Het aantal groenestroomcertificaten dat in een bepaald jaar n moet worden voorgelegd, wordt vastgesteld met de formule:

$$C = G \times E_v$$

waarbij

- C gelijk is aan het aantal voor te leggen certificaten, uitgedrukt in MWh (1 000 kWh)
- $E_v$  gelijk is aan de totale hoeveelheid elektriciteit uitgedrukt in MWh die in het jaar n-1 afgenomen werd op afnamepunten gelegen in het Vlaamse Gewest waarop de betrokken persoon geregistreerd stond als toegangshouder in het toegangsregister van de betrokken netbeheerder of beheerder van het transmissienet, waarbij de afname per afnamepunt wordt beperkt tot de afname tijdens de periode waarin de betrokken persoon geregistreerd stond als toegangshouder.
- G is gelijk aan het percentage voor te leggen certificaten. De evolutie van G is gegeven in onderstaande tabel:

G	
1° 0,008 op 31 maart 2003;	11° 0,0800 op 31 maart 2013;
2° 0,012 op 31 maart 2004;	12° 0,0900 op 31 maart 2014;
3° 0,020 op 31 maart 2005;	13° 0,1000 op 31 maart 2015;
4° 0,025 op 31 maart 2006;	14° 0,1050 op 31 maart 2016;
5° 0,030 op 31 maart 2007;	15° 0,1100 op 31 maart 2017;
6° 0,0375 op 31 maart 2008;	16° 0,1150 op 31 maart 2018;
7° 0,0490 op 31 maart 2009;	17° 0,1200 op 31 maart 2019;
8° 0,0525 op 31 maart 2010;	18° 0,1250 op 31 maart 2020;
9° 0,0600 op 31 maart 2011;	19° 0,1300 op 31 maart 2021;
10° 0,0700 op 31 maart 2012;	

Hierdoor is nu ook het pad voor groene stroom in de certificaatplichtige leveringen tegen 2010 en 2020 vastgelegd. Dit omvat een stijging van 6 % in 2010 naar 13 % in 2020.

#### 9.1.2.4 Overige vormen van bevordering van duurzame energiebronnen

##### Informatie en sensibilisering

De vzw ODE vervult de rol van centrale informatiezender voor de toepassing van duurzame energiebronnen. De taken van de zender zijn algemene voorlichting en sensibilisering (verspreiden brochures, aanwezigheid op beurzen, ...), individuele informatieverstrekking, eerstelijnsadvies en doorverwijzing.

#### Gratis distributie van groene stroom

Het Vlaamse Elektriciteitsdecreet van 17.07.2000 voorzag de gratis distributie van groene stroom. Bij besluit van 04.04.2003 beperkte de Vlaamse Regering de gratis distributie tot groene stroom geproduceerd in Vlaanderen. De Raad van State schorste dit besluit en op 05.03.2004 nam de Vlaamse Regering een nieuw besluit waarbij het toepassingsgebied werd verruimd tot groene stroom geproduceerd in België. De Europese Commissie is van mening dat deze Vlaamse regelingen indruisen tegen de Europese regels inzake de interne markt en het vrij verkeer van goederen. De Vlaamse regering keurde daarom op 01.10.2004 de beslissing van de ministerraad goed om vanaf 01.01.2005 de gratis distributie van groene stroom stop te zetten.

#### **9.1.3 Potentieel voor productie van groene stroom in Vlaanderen (op basis van de Milieuverkenning 2030)**

De tekst in deze § is integraal gebaseerd op Hoofdstuk 7 'Energieproductie' uit de Milieuverkenning 2030 (MIRA, 2009a) en het Wetenschappelijk Rapport 'Energie- en klimaatscenario's voor de sectoren energie en industrie' bij de Milieuverkenning 2030 (MIRA, 2009b).

De Milieuverkenning 2030 is een scenariorapport voor Vlaanderen, dat onderzoekt hoe het milieu in Vlaanderen er kan uitzien binnen enkele decennia. Het rapport toont hoe de milieukwaliteit in Vlaanderen kan evolueren en welke impact het beleid daarop kan hebben. De toekomstige ontwikkelingen zijn met behulp van drie beleidsscenario's met toenemend ambitieniveau in beeld gebracht:

- Het referentiescenario (REF) onderzoekt hoever het huidige milieubeleid reikt;
- Het Europa-scenario (EUR) onderzoekt wat nodig kan zijn om de Europese ambities op vlak van klimaatverandering, luchtkwaliteit en waterkwaliteit op middellange termijn te realiseren.
- Het visionaire scenario (VISI) onderzoekt hoe het milieu kan veiliggesteld worden voor huidige en toekomstige generaties.

Hernieuwbare energiebronnen zijn vaak als een veelvoud van onze werkelijke energienoden beschikbaar, ook in Vlaanderen. De mate waarin de markt die bronnen nuttig kan aanwenden, is echter afhankelijk van belangrijke beperkingen: beschikbaarheid aan vrije ruimte, omzettingsrendementen, kostprijs van de benodigde technologie ... De prioriteiten die men stelt en het na te streven ambitieniveau beïnvloeden de reikwijdte van die beperkingen. De Milieuverkenning werkt daarom niet met 1 cijfer voor het maximaal inzetbaar vermogen voor groene stroom in Vlaanderen, maar met maximaal inzetbare vermogens die verschillen per scenario en per jaartal. Deze potentiële zijn afgeleid uit de wetenschappelijke informatie die beschikbaar was eind 2008. Tabel 28 geeft het overzicht hiervan voor elektriciteit opgewekt uit wind (onshore en offshore) en PV.

Tabel 28: Maximaal inzetbaar vermogen voor stroomproductie uit wind- en zonne-energie voor het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen, 2010-2030)

(MW <sub>e</sub> )		2010**	2020	2030
REF	onshore wind	180	180	180
	offshore* wind	300	300	300
	fotovoltaïsch	55	55	55
EUR	onshore wind	300	1 060	1 600
	offshore* wind	846	3 000	3 800
	fotovoltaïsch	100	425	1 920
VISI	onshore wind	300	1 060	1 600
	offshore* wind	846	3 000	21 000
	fotovoltaïsch	100	453	16 200

\* Potentieel voor het geheel van de Belgische kustzone. Voor de modellering werd hiervan 60 % aan Vlaanderen toebedeeld.

\*\* Tabel samengesteld op basis van informatie beschikbaar eind 2008. Eind 2010 bedroeg volgens de VREG het geïnstalleerd vermogen aan PV in Vlaanderen al 654 MW<sub>e</sub> en aan onshore windturbines 249 MW<sub>e</sub>. Er is op dat moment ook voor 196,5 MW<sub>e</sub> aan offshore windturbines effectief operationeel.

Bron: MIRA (2009a, 2009b)

Het potentieel aan hydraulische centrales in Vlaanderen is verwaarloosbaar klein: het geïnstalleerde vermogen bedraagt eind 2010 slechts 1 MWe, met weinig mogelijkheden voor uitbreiding.

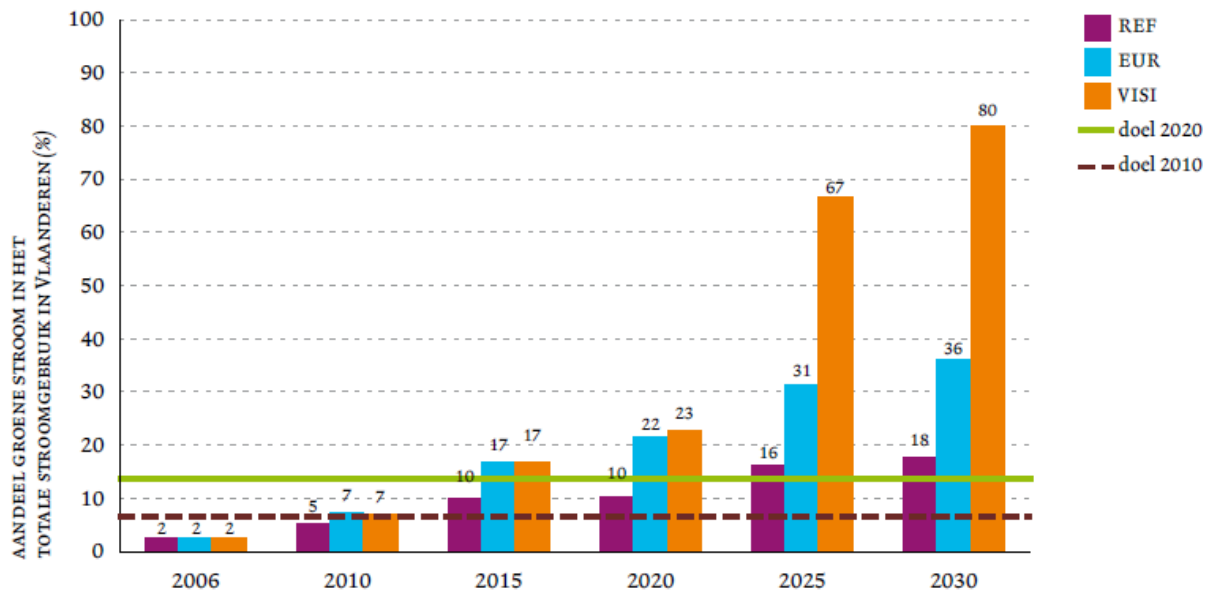
Ook biomassa (inclusief biogas) kan ingezet worden voor stroomproductie, bijvoorbeeld in zuivere biomassa-centrales, als bijstook in steenkoolcentrales of in zogenaamde groene WKK's. Het gebruik van biomassa als bijstook is technisch beperkt tot ongeveer 20 % (op energie-inhoud), zonder al te grote aanpassingen aan de bestaande centrales. Vermits voor biomassa ook import mogelijk is, weliswaar tegen een iets hogere<sup>117</sup> kostprijs dan inlandse biomassa, hanteerde de Milieuverkenning geen plafond voor inzet van biomassa.

Van andere hernieuwbare energiebronnen (bijvoorbeeld golf- en getijdenenergie) is voor Vlaanderen geen belangrijke bijdrage te verwachten tegen 2030. Deze technieken werden dan ook niet beschouwd bij de afweging van inzet onder de 3 scenario's in de Milieuverkenning 2030.

Binnen de randvoorwaarden die werden oplijst in de Milieuverkenning 2030 (kernuitstap, prijzen broeikasgassen op ETS-markt lopen op bij aanscherping van de klimaatdoelstellingen, afnemende prijzen voor groenestroomcertificaten, ...) werd op basis van kostenefficiëntie afgewogen welke energietechnieken zouden ingezet worden om te voldoen aan de elektriciteitsvraag van de diverse maatschappelijke sectoren. Figuur 63 toont voor ieder scenario het aandeel van de in Vlaanderen geproduceerde groene stroom ten opzichte van het totale Vlaamse bruto elektriciteitsgebruik (BEG). Het BEG valt samen met het geheel van de bruto elektriciteitsproductie in Vlaanderen en de ingevoerde elektriciteit, verminderd met de eigen uitvoer van elektriciteit. Bij deze figuur dient de opmerking gemaakt dat de doelstelling voor 2010 een doelstelling voor hernieuwbare energie in België is. Hoe deze 13 % verdeeld wordt over de verschillende energiedragers kan per land zelf ingevuld worden, en deze doelstelling is ook nog niet verder verdeeld over de gewesten. De groene lijn op figuur 63 is dan ook eerder een indicatieve lijn om te kijken hoever men van de 13 % verwijderd is voor groene stroom. Deze 13 % doelstelling mag niet verward worden met de 13 % groene stroom doelstelling voor de inlevering van groenestroomcertificaten. Bij de 13 % doelstelling van groenestroomcertificaten is de noemer immers niet het BEG maar is deze kleiner omdat er een reductie geldt voor grote stroomgebruikers.

<sup>117</sup> Het volume van biomassa is in verhouding tot de energie-inhoud immers zeer groot, zodat de transportkost ook snel toeneemt.

Figuur 63: Aandeel van geproduceerde groene stroom ten opzichte van het bruto stroomgebruik in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen, 2006-2030)

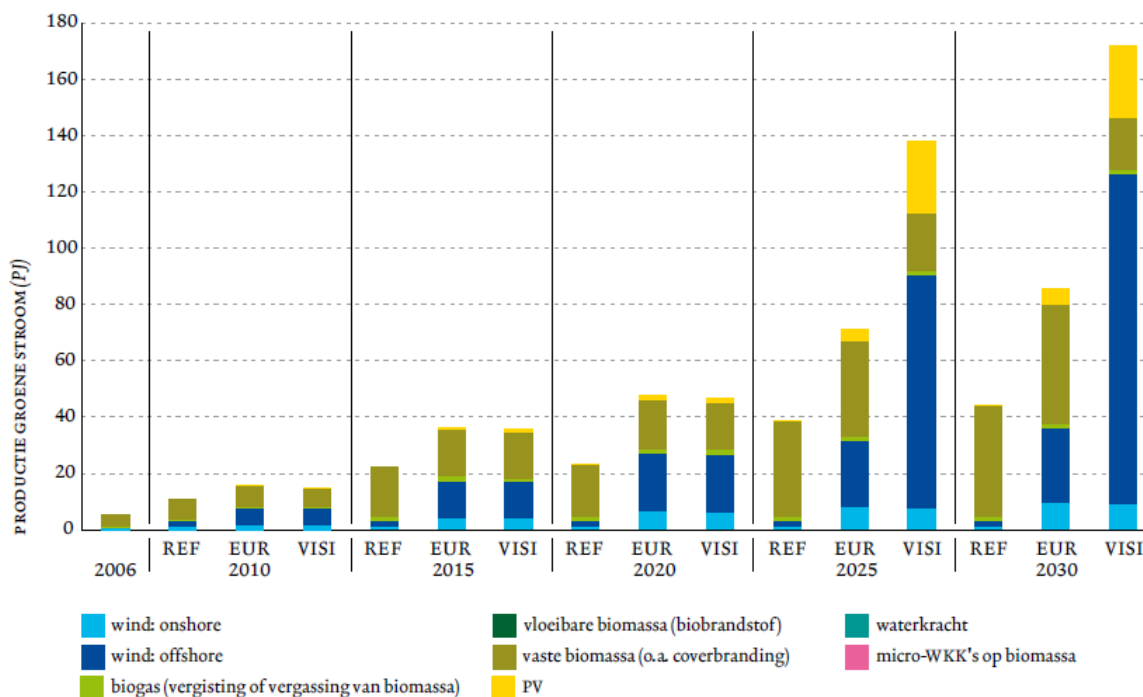


Bron: MIRA (2009a)

Het REF-scenario haalt de doelstellingen van 6 % van het BEG in 2010 en 13 % van het BEG in 2020 niet. In het EUR- en het VISI-scenario loopt de productie van groene stroom gelijk tot in 2020. Beide voldoen in 2010 aan de 6 % en in 2020 aan de indicatieve 13 % doelstelling. In 2025 en 2030 stijgt het aandeel van groene stroom zeer sterk in het visi-scenario.

In het REF-scenario valt op dat doorheen de jaren sterk wordt ingezet op de productie van elektriciteit uit vaste biomassa: tot 39,3 PJ in 2030 (figuur 64). De verhoogde aannamen voor het technische potentieel van wind en zon komen duidelijk tot uiting in de resultaten voor het EUR- en het VISI-scenario. De productie van elektriciteit met windturbines op zee stijgt in het EUR-scenario tegen 2030 tot meer dan 26 PJ, in het VISI-scenario tot 117 PJ of 47 % van de totale netto elektriciteitsproductie. Daarmee komt Vlaanderen tegen 2030 in de buurt van het doel dat in Denemarken naar voor wordt geschoven voor 2020: het aandeel van windenergie optrekken naar 50 %.

Figuur 64: Detail van de productie van groene stroom in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen, 2006-2030)



Bron: MIRA (2009) Milieuverkenning 2030

In 2030 wordt in het geheel van de Belgische territoriale wateren en de Belgische exclusieve economische zone in totaal 44 PJ (in het EUR-scenario) à 195 PJ (in het VISI-scenario) uit windenergie op zee opgewekt. De hoeveelheid stroom uit windturbines op land (onshore) in Vlaanderen is begroot op 9 à 10 PJ tegen 2030, in zowel het EUR- als het VISI-scenario. Ook al neemt de productie van stroom uit windenergie daarmee grote proporties aan, het is zeker niet onmogelijk. Zo toont een recent rapport van het Europees Milieu Agentschap (EMA) voor België een nog veel groter technisch potentieel voor offshore windenergie van 774 PJ tegen 2030 (EMA, 2009). Voor onshore windenergie in België geeft datzelfde rapport een 'concurrentieel'<sup>118</sup> potentieel aan van 43 PJ in 2020, en zelfs 530 PJ tegen 2030.

De ruimtelijke implicaties verbonden aan de inzet van pv-cellen en on-/offshore windturbines tegen 2030 blijven in de drie scenario's binnen de perken:

- In het eur-scenario moet ieder gezin tegen 2030 over 6 m<sup>2</sup> zonnepanelen beschikken, in het visi-scenario loopt dit op naar 26 m<sup>2</sup>. In de praktijk worden ook heel wat pv-cellen geïnstalleerd op kantoorgebouwen, bedrijfshallen, commerciële ruimten enzovoort. Dit betekent dat de werkelijk te installeren oppervlakte pv-cellen per woning minder is dan 6 respectievelijk 26 m<sup>2</sup>.
- Zowel in het eur- als het visi-scenario volstaan gemiddeld twee windmolens van elk 2 MWe per gemeente om de benodigde hoeveelheid stroom uit onshore wind op te wekken. In de praktijk worden windmolens geconcentreerd in preferentiële gebieden (havengebied, industriezone, langs een grote verkeersas ...) en in functie van de windsnelheden.
- Voor wind op zee blijft zeker het eur-scenario nog binnen de perken: twaalf windmolenparken zijn nodig. De 54 parken van het visi-scenario betekenen wel degelijk een grote uitdaging, zowel op het gebied van financiering en netstabiliteit als van verzoening met andere activiteiten op zee (scheepvaartroutes, zand- en grindwinning, visserij, recreatie ...) en natuurbeheer/-bescherming. Om de integratie van grote hoeveelheden offshore windenergie op het elektriciteitsnet mogelijk te maken, acht de creg het in ieder geval aangewezen dat België inpikt bij de studies en de besprekingen in Europees verband over de eventuele aanleg van een supergrid 8 op gelijkstroom in de Noordzee (creg, 2009).

<sup>118</sup> In de EMA-studie gedefinieerd als 'met een gemiddelde productiekost lager dan 5,5 cent/kWh.

Ook bleek dat zowel economisch gezien als voor de bestrijding van de klimaatverandering, het beter is om voorrang te geven aan bio-energie voor de opwekking van elektriciteit en warmte (vooral met behulp van WKK-installaties), in plaats van biomassa aan te wenden als transportbrandstof (EMA, 2008). Voor de analyse per lidstaat liet EMA geen invoer van biomassa toe, in tegenstelling tot het uitgangspunt dat de Milieuverkenning 2030 hanteert. De EMA-analyse heeft ook geen rekening gehouden met een kernuitstap. Maar ondanks deze beperkingen kwam EMA voor België toch nog uit op een groenestroomproductie, afkomstig uit louter eigen 'Belgische' biomassa, van 14 tot 25 PJ in 2030. De resultaten uit de Milieuverkenning 2030 tonen aan dat, indien 1) biomassa-import wordt toegelaten, 2) de GSC worden gehanteerd en 3) de kernuitstap wordt doorgevoerd, de productie van elektriciteit uit biomassa in 'Vlaanderen' hoger komt te liggen: op 41 PJ in het REF-, 44 PJ in het EUR- en 20,3 PJ in het VISI-scenario in 2030. De lagere inzet van biomassa onder het VISI-scenario is gelinkt aan de vraagreductie en de sterk verhoogde inzet van offshore wind en pv. Daardoor daalt de centrale productie waar biomassa in de vorm van bijsmaak een belangrijke rol speelt in het REF- en het EUR-scenario.

De ruimtelijke implicaties verbonden aan de inzet van PV-cellen en on-/offshore windturbines tegen 2030 blijken in de drie scenario's binnen de perken:

- In het EUR-scenario moet ieder gezin tegen 2030 over 6 m<sup>2</sup> zonnepanelen beschikken, in het visi-scenario loopt dit op naar 26 m<sup>2</sup>. In de praktijk worden ook heel wat pv-cellen geïnstalleerd op kantoorgebouwen, bedrijfshallen, commerciële ruimten enzovoort. Dit betekent dat de werkelijk te installeren oppervlakte pv-cellen per woning minder is dan 6 respectievelijk 26 m<sup>2</sup>.
- Zowel in het EUR- als het VISI-scenario volstaan gemiddeld twee windmolens van elk 2 MW<sub>e</sub> per gemeente om de benodigde hoeveelheid stroom uit onshore wind op te wekken. In de praktijk worden windmolens geconcentreerd in preferentiële gebieden (havengebied, industriezone, langs een grote verkeersas ...) en in functie van de windsnelheden.
- Voor wind op zee blijft zeker het EUR-scenario nog binnen de perken: twaalf windmolenparken zijn nodig. De 54 parken van het VISI-scenario betekenen wel degelijk een grote uitdaging, zowel op het gebied van financiering en netstabiliteit als van verzoening met andere activiteiten op zee (scheepvaartroutes, zand- en grindwinning, visserij, recreatie ...) en natuurbeheer/-bescherming. Om de integratie van grote hoeveelheden offshore windenergie op het elektriciteitsnet mogelijk te maken, acht de CREG het in ieder geval aangewezen dat België inpikt bij de studies en de besprekingen in Europees verband over de eventuele aanleg van een supergrid<sup>119</sup> op gelijkstroom in de Noordzee (CREG, 2009).

## 9.2 Warmteproductie uit hernieuwbare energiebronnen (groene warmte)

### 9.2.1 Groene warmteproductie in Vlaanderen

Installaties die warmte produceren op basis van hernieuwbare energiebronnen catalogeren we als groene warmteproducenten. We maken onderscheid tussen 2 categorieën van warmteproducerende installaties:

- WKK-installaties: installaties die naast warmte ook elektriciteit produceren. Deze categorie van installaties wordt ondergebracht bij de energiesector indien het gaat om conventionele elektriciteitscentrales of WKK-installaties die worden geëxploiteerd in samenwerking met een elektriciteitsproducent. Indien het gaat om zelfproducenten (dwz: installaties in eigen beheer) wordt de installatie ondergebracht bij de sector waartoe het bedrijf behoort (vb: industrie, handel & diensten of landbouw).
- Installaties die enkel warmte produceren. Hieronder vallen o.a. warmtepompen, warmtepompboilers, zonneboilers, houtverbranding in kachels en openhaarden en verbranding van biomassa, biogas voor warmtetoepassingen. Deze installaties zitten worden ingedeeld bij de sector waar ze geïnstalleerd zijn (bv. industrie, handel & diensten, huishoudens, landbouw).

Tabel 29 en figuur 65 geven een detailoverzicht van de groene warmte geproduceerd in 2009.

<sup>119</sup> Europees netwerk van ondergrondse en onderzeese hoogspanningsleidingen, krachtiger en langer dan de huidige bovengrondse netwerken. Zo'n netwerk zou toelaten een elektriciteitsvoorziening gebaseerd op groene stroom stabiel te krijgen door de grote afstanden te overbruggen tussen de plaatsen waar groene stroom kan geproduceerd worden, en de plaatsen waar stroom wordt gebruikt.



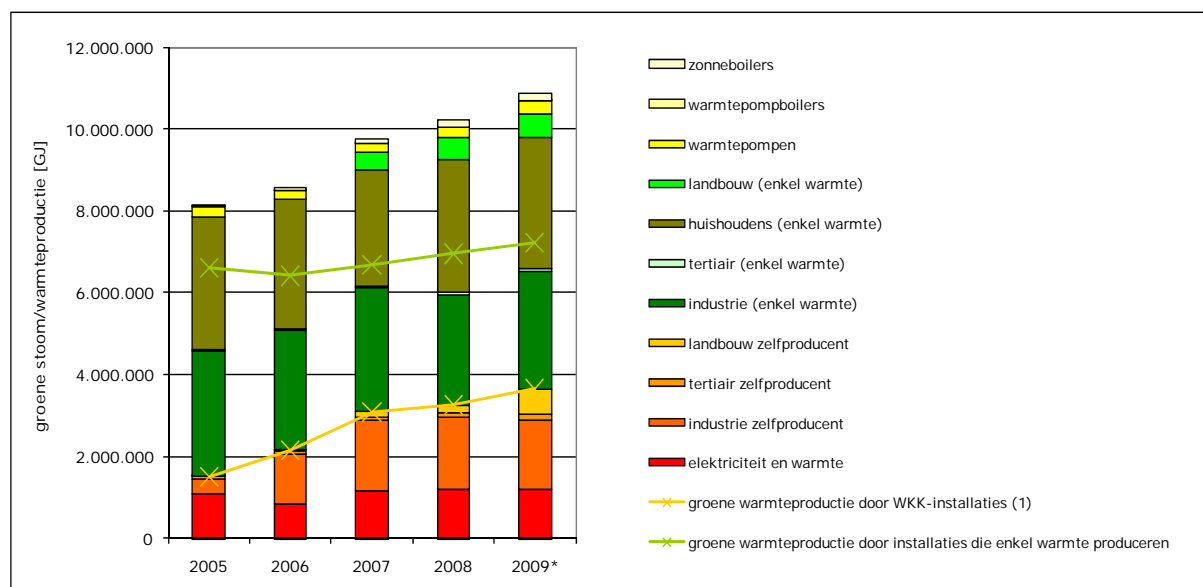
Tabel 29: Productie van groene warmte (Vlaanderen, 2009\*)

stoom/warmteproductie (GJ)	bio-brandstof	bio-olie	stortgas	biogas	slib	olijfpitten	hout	afval deel HEB	koffie	totaal groene warmte	aandeel tov totale warmte %
<b>groene warmteproductie door WKK-installaties <sup>(1)</sup></b>		444 593	6 000	1 092 911	432 094		646 204	1 022 612		3 644 414	6,9
elektriciteit & warmte		5 900	6 000	148 626				1 022 612		1 183 138	4,3
zelfproducenten		438 693		944 285	432 094		646 204			2 461 276	9,8
waarvan industrie		220 882		438 516	432 094		594 362			1 685 853	12,1
waarvan handel & diensten		21 416		116 591						138 007	61,7
waarvan landbouw		196 396		389 179			51 842			637 416	11,3
<b>groene warmteproductie door installaties die enkel warmte produceren</b>	51 420	82 973		132 046	6 075		6 237 089	205 937		7 221 777	1,7
warmteproductie door biomassa-installaties in industrie/handel&diensten/huishoudens/landbouw	51 420	82 973		132 046	6 075		6 237 089	205 937		6 715 540	1,6
waarvan industrie	51 420	82 973		132 046	6 075		2 394 863	205 937		2 873 314	1,6
waarvan handel & diensten							49 898			49 898	0,1
waarvan huishoudens							3 233 812			3 233 812	1,9
waarvan landbouw							558 516			558 516	3,5
warmtepompen										312 592	72,2
warmtepompboilers										249	72,2
zonneboilers										193 396	100,0
<b>TOTAAL</b>	51 420	527 566	6 000	1 224 957	438 169		6 883 293	1 228 549		10 866 192	2,3

\*voorlopige cijfers: situatie zoals gekend in juli 2010

Bron: VITO (2010b)

Figuur 65: Evolutie van groene warmteproductie voor de categorieën zoals aangegeven in tabel 29 (Vlaanderen, 2005-2009)



Bron: VITO (2010b)

Om een zicht te krijgen op het aandeel van de groene warmte ten opzichte van de totale warmteproductie, geven tabel 30 en figuur 66 een overzicht van de totale warmteproductie in Vlaanderen in 2009. Vergelijking met tabel 29 en figuur 65 leert dat 2,3 % van de totale warmteproductie in Vlaanderen 'groene warmte' is. In de sector 'elektriciteit en warmte' bedraagt het aandeel groene warmte 6,9 % van de warmteproductie. Hier is het is de afvalverbranding en de warmteproductie met biogas door zelfproducenten (met aanzienlijke warmteproductie) die het voornaamste steentje bijdragen.

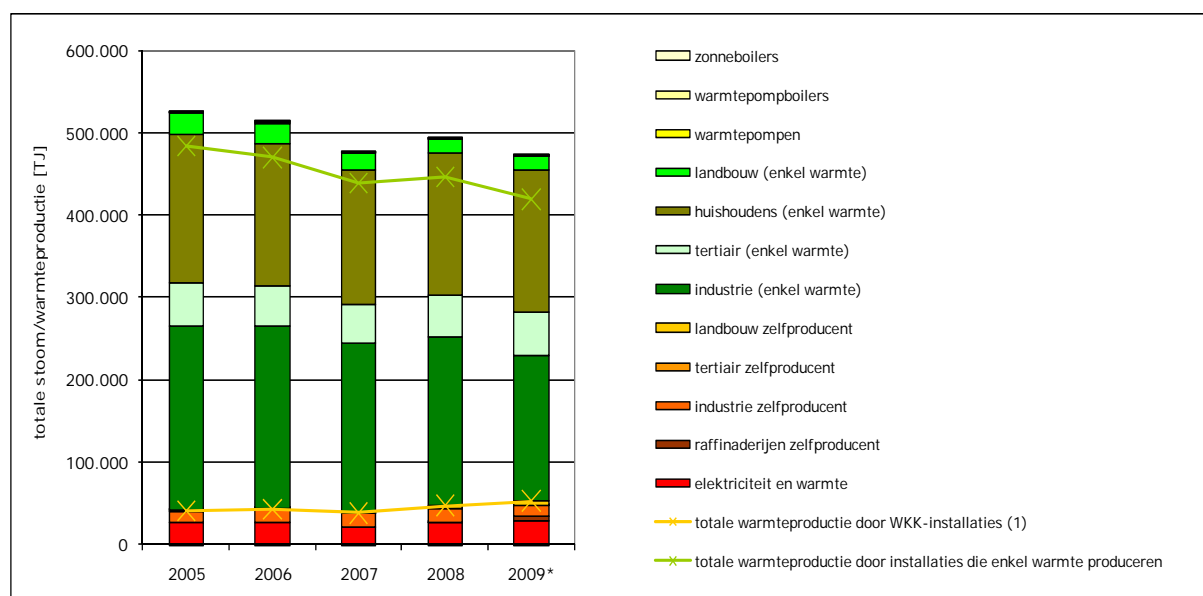
Tabel 30: Totale warmteproductie (Vlaanderen, 2009\*)

stoom/warmteproductie (TJ)	vaste brandstoffen	petroleum producten	gassen	andere brandstoffen	biomassa	recuperatie warmte	totaal
<b>warmteproductie door WKK-installaties</b>	<b>1 794</b>	<b>974</b>	<b>41 683</b>	<b>2 452</b>	<b>3 644</b>	<b>1 963</b>	<b>52 510</b>
elektriciteit & warmte		0	24 251	1 867	1 183		27 301
zelfproducenten (raffinaderijen/industrie/handel&diensten/landbouw)	1 794	974	17 432	585	2 461	1 963	25 209
<i>waarvan raffinaderijen</i>		329	5 060				5 389
<i>waarvan industrie</i>	1 794	634	7 300	585	1 686	1 963	13 961
<i>waarvan handel &amp; diensten</i>		0	85		138		224
<i>waarvan landbouw</i>		11	4 987		637		5 635
<b>warmteproductie door installaties die enkel warmte produceren</b>	<b>44 828</b>	<b>123 529</b>	<b>187 647</b>	<b>56 121</b>	<b>6 716</b>		<b>419 469</b>
energiedragers voor warmteproductie door industrie/handel&diensten/huishoudens/landbouw	44 828	123 529	187 647	56 121	6 716		418 842
<i>waarvan industrie</i>	40 691	14 929	61 948	56 121	2 873		176 565
<i>waarvan handel &amp; diensten</i>		8 960	43 554	0	50		52 564
<i>waarvan huishoudens</i>	2 777	85 079	82 146		3 234		173 235
<i>waarvan landbouw</i>	1 359	13 942			559		15 860
warmtepompen							433
warmtepompboilers							0,3
zonneboilers							193
<b>TOTAAL</b>	<b>46 621</b>	<b>124 503</b>	<b>229 330</b>	<b>58 573</b>	<b>10 360</b>	<b>1 963</b>	<b>471 979</b>

\* voorlopige cijfers: situatie zoals gekend in juli 2010

Bron: VITO (2010b)

Figuur 66: Evolutie van totale warmteproductie voor de categorieën zoals aangegeven in tabel 30 (Vlaanderen, 2005-2009)



Bron: VITO (2010b)

Ten opzichte van 2005 kende de totale warmteproductie in 2007 een daling van 9,2 %, terwijl de groene warmteproductie met 21 % gestegen was. Dit leidt tot een verhoging van het aandeel groene warmte van 1,5 % in 2005 naar 2,0 % in 2007. In 2008 is het aandeel groen versus totale warmteproductie een klein beetje gestegen (2,1 %) (tabel 29 & 30).

Zowel de groene als de totale warmteproductie stegen van 2007 naar 2008 met respectievelijk +4,7 % en +3,4 %. In 2009 stellen we terug een daling van 4,2 % van de totale warmteproductie vast ten opzichte van 2008. Maar daartegenover staat een stijging van de groene warmteproductie met 6,5 %. Gevolg: het aandeel van groene warmteproductie in de totale productie van nuttige warmte in Vlaanderen liep op naar 2,3 % in 2009.

Tabel 31: Evolutie van de groene warmteproductie (Vlaanderen, 2005-2009)

stoom/warmteproductie in GJ door	2005	2006	2007	2008	2009*
<b>groene warmteproductie in WKK-installaties <sup>(1)</sup></b>	<b>1 506 705</b>	<b>2 150 770</b>	<b>3 073 847</b>	<b>3 252 442</b>	<b>3 644 414</b>
elektriciteit en warmte	1 057 999	816 723	1 131 454	1 198 155	1 183 138

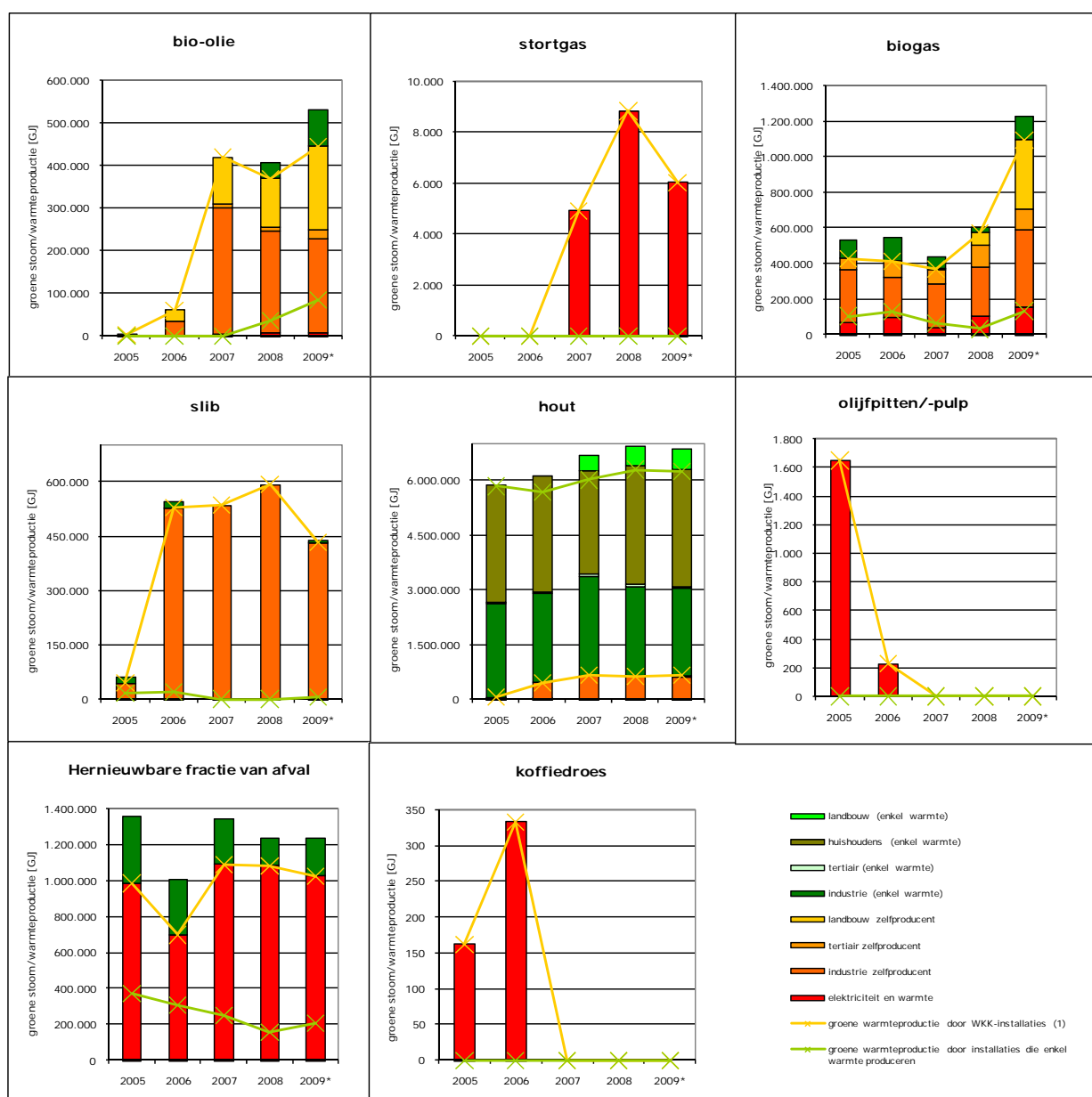
zelfproducenten	448 706	1 334 047	1 942 393	2 054 288	2 461 276
<i>waarvan industrie</i>	382 297	1 215 182	1 736 518	1 737 068	1 685 853
<i>waarvan tertiair</i>	64 328	91 695	92 566	132 196	138 007
<i>waarvan landbouw</i>	2 081	27 170	113 309	185 024	637 416
<b>groene warmteproductie in installaties die enkel warmte produceren</b>	<b>6 577 019</b>	<b>6 417 355</b>	<b>6 681 654</b>	<b>6 957 519</b>	<b>7 226 590</b>
warmteproductie door biomassa-installaties in de industrie/tertiair/huishoudens/landbouw	6 335 502	6 129 762	6 338 044	6 520 521	6 715 540
<i>waarvan industrie</i>	3 065 615	2 920 709	3 042 267	2 677 405	2 873 314
<i>waarvan tertiair</i>	37 700	28 830	40 859	72 840	49 898
<i>waarvan huishoudens</i>	3 232 187	3 180 223	2 848 707	3 242 995	3 233 812
<i>waarvan landbouw</i>			406 212	527 281	558 516
warmtepompen	183 784	203 786	230 401	268 782	317 401
warmtepompboilers	157	249	253	253	253
zonneboilers	57 576	83 558	112 955	167 964	193 396
<b>TOTAAL</b>	<b>8 083 724</b>	<b>8 568 125</b>	<b>9 755 501</b>	<b>10 209 962</b>	<b>10 871 005</b>

Bron: VITO (2010b)

Zonneboilers, warmtepompen en warmtepompboilers leverden 4,7% (= 511 050 GJ) van de totale hoeveelheid groene warmte in 2009 (totale hoeveelheid groene warmte = 10 871 005 GJ). De grootste bijdrage in die groene warmte is afkomstig van de inzet van biomassa (95,3 %). Vergelijking over de jaren levert duidelijke verschuivingen op tussen de verschillende soorten biomassa:

- Bio-olie (koolzaad-, palm-, plantaardige oliën en vetten) voor warmteproductie stijgt vooral van 2006 naar 2007 zeer sterk bij de categorie zelfproducenten (elektriciteit + warmte) in de industrie en landbouw. In 2008 is er ook bio-olie die in de industrie enkel voor warmteproductie wordt aangewend en in 2009 komen er vele zelfproducenten bij in de landbouwsector die bio-olie aanwenden.
- Koffiedroes en olijfpulp/pitten worden in coverbrandingsinstallaties aangewend voor warmteproductie, maar dit enkel in 2005 en 2006. Koffiedroes wordt na 2006 niet meer aangewend in de installaties. In 2007 en 2008 en 2009 melden de coverbrandingsinstallaties die olijfpitten/pulp gebruiken geen warmteproductie (enkel elektriciteitsproductie).
- De stortgasinstallaties (categorie elektriciteit en warmte) melden vanaf 2007 hun warmtebenutting.
- Bij de warmteproductie op basis van biogas zien we in 2009 een enorme stijging : +103 %. Een verhoogde zelfproductie met biogas in de industrie en de landbouwsector zijn de voornaamste redenen, alsook de stijging van warmteproductie door enkele voedingsbedrijven die biogas uitsluitend voor warmteproductie aanwenden (dus zonder combinatie met elektriciteitsproductie). De warmteproductie (gecombineerd met elektriciteit) met biogas bij handel & diensten betreft de rioolwaterzuiveringsinstallaties.
- In de evolutie van de warmteproductie door het aanwenden van slib is de categorie 'industrie zelfproducent' het grootst.
- De verschillende vormen van hout (pellets, stookhout, houtafval, houtkrullen, houtstof, houtzaagsel) worden vooral aangewend door de industrie en de huishoudens voor uitsluitende warmteproductie. Verder zien we ook dat vanaf 2007 er ook een serieus aandeel houtverwarmers in de landbouw bijkomt. 1 zelfproducent in de industrie gebruikt houtafval voor de gecombineerde productie van stroom en warmte.
- Er is een aanzienlijke productie van groene warmte door de verbranding van de hernieuwbare fractie van afval in de Vlaamse huisvuilverbrandingsinstallaties. De evolutie van 'hernieuwbaar afval' geeft ook de aanwending van dierlijk restmateriaal weer door een industriële zelfproducent.

Figuur 67: Evolutie van de groene warmteproductie met behulp van biomassa per brandstoftype (Vlaanderen, 2005-2009\*)



Bron: VITO (2010b)

### 9.2.2 Potentieel van groene warmte

Voor het bepalen van het potentieel van groene warmte heeft VITO verschillende studies uitgevoerd. De studies VITO (2009b) en VITO (2009a) werden gelijktijdig aangevat. In de studie '2009b' wordt een actualisatie uitgevoerd van de potentieelstudie voor groene warmte uit 2005. In de studie van 2005 was de techniek van ondiepe geothermie niet meegenomen, vandaar dat een meer uitgebreide studie (VITO 2009a) werd opgestart om dit specifieke potentieel in kaart te brengen. De resultaten uit de studie '2009a' werden mee ingeschoven in '2009b'.

2009 is ook het jaar waarin de Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie definitief gepubliceerd wordt. De afbakening van de studie werd gedaan ten tijde van een voorlopige versie van de richtlijn, waarin luchtwarmtepompen nog niet gecatalogeerd werden als hernieuwbare energie, maar wel als energie efficiëntie maatregelen. Vandaar dat in de algemene potentieelstudie (VITO, 2009b) deze nog niet werden opgenomen. In 2010 is dan een aparte potentieelstudie door VITO uitgevoerd voor

luchtwarmtepompen (VITO, 2010d). Het potentieel van deze luchtwarmtepompen kan dus bij het totaal worden bijgeteld. Het totale potentieel voor groene warmte komt onder een

- business as usual scenario (BAU) daarmee op 35,6 PJ + 9,6 PJ = 45,2 PJ
- en voor het meer progressief PRO-scenario op 72,9 PJ + 12,1 PJ = 85,0 PJ.

### 9.2.2.1 Algemeen groene warmte & koeling

VITO bracht in 2010 het potentieel van groene warmte in Vlaanderen tot 2020 in kaart (VITO, 2009b). Dit gebeurde aan de hand van 2 scenario's:

- het BAU-scenario waarin het bestaande beleid gewoon wordt verdergezet;
- het PRO-scenario waarin extra beleidsinitiatieven worden genomen die snel tot uitvoering kunnen gebracht worden. Dit resulteert in hogere implementatiegraden omwille van beleid dat gericht is op marktgroei. In dit scenario wordt ook aangenomen dat tijdsvertragingen die een snelle implementatie zouden verhinderen, van korte duur zijn.

Voor 2008 werd er in de studie 'Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020 in Vlaanderen' een productie van 3 365 GWh (= 12,1 PJ) aan groene warmte ingeschat<sup>120</sup>. Het BAU-scenario komt uit op een groei naar 9 900 GWh (=35,6 PJ) in 2020. Dit wil zeggen dat de hoeveelheid groene warmte/koude moet verdrievoudigen. Het PRO-scenario komt in 2020 uit op 20 245 GWh (72,9 PJ), of 7 maal hoger dan de situatie in 2008. In Vlaanderen zal deze groene warmte voor circa 75 % uit biomassa moeten komen. Aangevuld met warmte uit ondergrondse energie-opslag (20 %) en met zonne-energie (6 %) voor het PRO-scenario. Om tot een verdrievoudiging of zelfs verzevenvoudiging te komen op 10 jaar tijd is een sterke groei nodig. Het beleid kan/moet hier de nodige actieve maatregelen treffen om deze sector uit zijn kinderschoenen te helpen en te groeien naar een volwaardige sector voor hernieuwbare energie naast groene stroom en biobrandstoffen, zodat het ook zijn zeer belangrijke bijdrage kan leveren aan de globale hernieuwbare energie doelstelling voor Vlaanderen/België (zie ook verder).

### 9.2.2.3 Potentieel groene warmte en koude uit ondergrondse geothermische energiesystemen in Vlaanderen

Een studie (VITO, 2009a) brengt ook het realiseerbaar potentieel van ondergrondse energietechnieken in kaart voor Vlaanderen voor de periode 2010-2020 (VITO, ...). Aan de hand van een BAU- en een PRO-scenario ligt daarbij de focus op groene warmte én koude uit ondiepe hydro-geothermische systemen, uit 'koude-warmte opslag'-systemen en uit 'boorgat energie opslag'-systemen.

Uit de studie blijkt dat groene warmte én koude een groot potentieel hebben in de beschouwde sectoren (tabel 32): de bodem blijkt uitermate geschikt om energie op te slaan of te onttrekken en kan zo vraag en aanbod van een woning, gebouw of een wijk beter op elkaar afstemmen. Zowel de productie van warmte als koude geschiedt trouwens aan een zeer hoog rendement in vergelijking met de klassieke opwekkers. Ondergrondse energieopslagsystemen in combinatie met een water/water-warmtepomp geven bovendien grote primaire energiebesparingen en emissiereducties van CO<sub>2</sub>.

Tabel 32: Resultaat potentieel ondergrondse energietechnieken in Vlaanderen

Potentieel groene warmte en koude uit ondergrondse energietechnieken in Vlaanderen									
Subsector	Type	Groene warmte uit bodem (TJ/jaar)				Groene koude uit bodem (TJ/jaar)			
		BAU 2010	PRO 2010	BAU 2020	PRO 2020	BAU 2010	PRO 2010	BAU 2020	PRO 2020
Residentieel		131	172	1934	2734	0	0	0	0
Tertiair		396	594	5779	7479	116	174	1663	2151
Tuinbouw		5	8	54	80	0	0	0	0
Industrie		11	11	118	118	43	43	474	474
<b>Totaal</b>		<b>542</b>	<b>785</b>	<b>7884</b>	<b>10410</b>	<b>159</b>	<b>218</b>	<b>2137</b>	<b>2626</b>

<sup>120</sup> De ingeschatte hoeveelheid groene warmte voor Vlaanderen werd toen gedaan op basis voorlopige cijfers van de Inventaris duurzame energie in Vlaanderen 2008. Bijkomende reden voor het verschil tussen het getal uit tabel 14 en het getal gebruikt in de prognosestudie, is het feit dat de methodologie voor de Inventaris duurzame energie in Vlaanderen in de daarop volgende jaren verder is verfijnd, aangepast en gedetailleerder is geworden. De historische getallen worden ook elke keer aan de nieuwe methodologie aangepast in de inventaris. De prognosestudie doet dit niet.

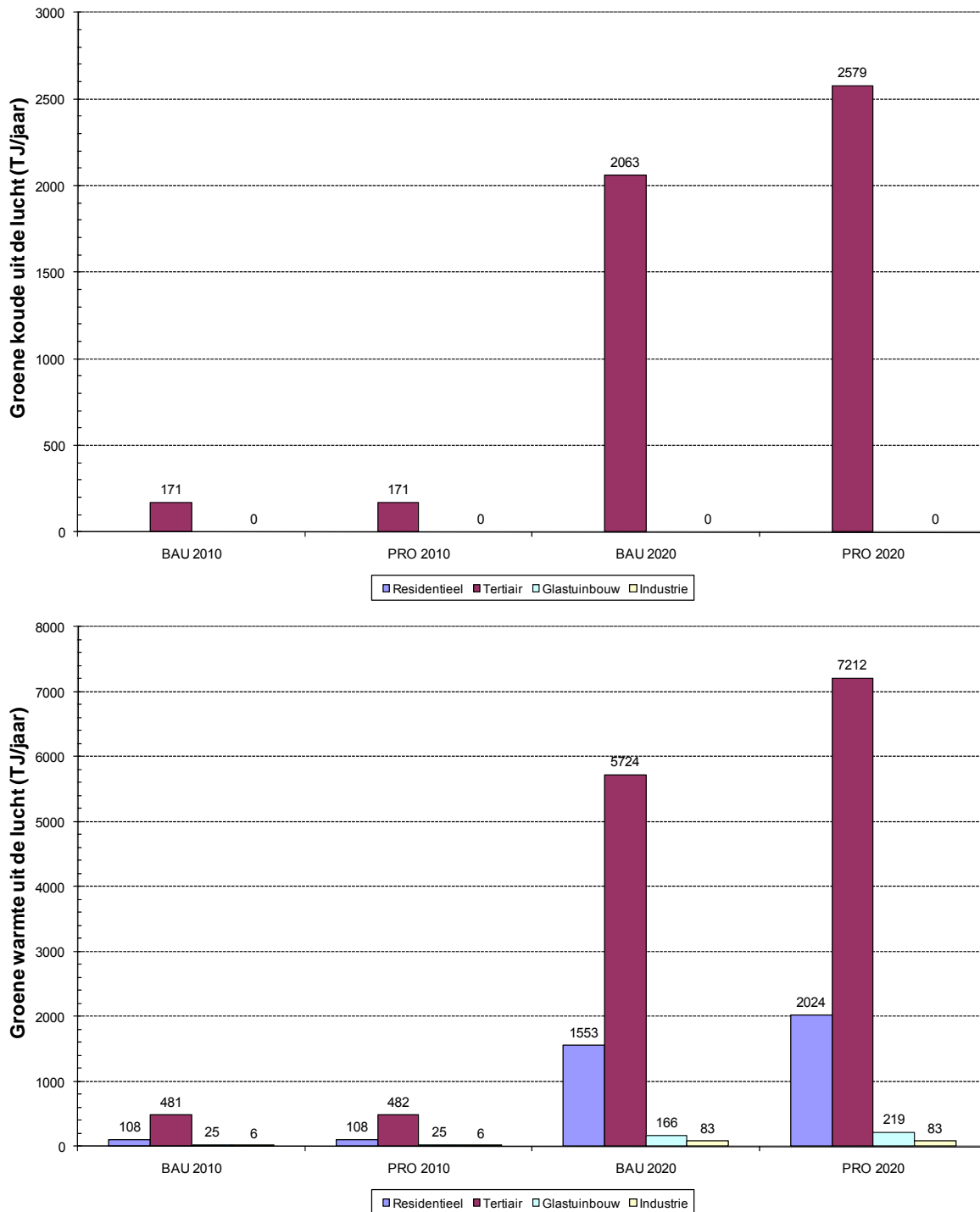
### 9.2.2.2 *Potentieel groene warmte en koude uit lucht-warmtepompen in Vlaanderen*

Deze studie (VITO, 2010d) bepaalt het potentieel aan groene warmte én koude uit lucht-warmtepompen in Vlaanderen. Lucht-warmtepompen bestaan in vele vormen al dan niet gekenmerkt als warmtepomp. De systemen die opgenomen zijn de lucht/lucht, lucht/water, VRV-systemen (variable refrigerant volume) en warmtepompboiler. Omkeerbare systemen, splitunits of allerlei vormen van airconditioning zijn daarentegen niet beschouwd.

De prognoses voor het potentieel worden volgens twee scenario's berekend: een business as usual (BAU) en een pro actief beleidsscenario (PRO). Deze scenario's verschillen van elkaar door het beleid dat door de overheid gevoerd wordt om groene warmte uit lucht-warmtepompen te promoten. In het BAU-scenario wordt uitgegaan van de huidig (juni 2010) vastgelegde maatregelen zoals de EPB-wetgeving, de vervanging van ketels, bestaande fiscale maatregelen en promotie rond warmtepompen e.d.. In het PRO-scenario werden ambitieuzere maatregelen voorgesteld met een hogere marktgroei per jaar. Enkele voorbeelden: een grotere promotiecampagne rond groene warmte en het gebruik van de lucht als energiebron, de invoering van een groenewarmte- en groenekoude-certificaten voor warmtepompen, een fiscaal vriendelijke wetgeving (voornamelijk voor de sector handel & diensten) etc..

Figuur 68 toont dat groene warmte & koude een groot potentieel heeft in de beschouwde sectoren: huishoudens of 'residentieel', handel & diensten of 'tertiair', glastuinbouw en industrie. Voor 2020 bedraagt het potentieel groene warmte & koude in het BAU-scenario 9 589 TJ en 12 117 TJ in het PRO-scenario. Belangrijk is wel nog te vermelden dat elektrische energie nodig is om dit potentieel te benutten (om de pompen aan te drijven).

Figuur 68: Totaal potentieel groene warmte & koude uit lucht-warmtepompen (Vlaanderen, 2010-2020)



Bron: VITO (2010d)

Uit de resultaten, meer in detail geanalyseerd blijkt dat de sector handel & diensten de koploper is met ongeveer 76 % van het potentieel, gevolgd door de huishoudens. Industrie en glastuinbouw hebben een kleiner maar niet verwaarloosbaar aandeel in het totale potentieel. Bij uitsplitsing van de resultaten per sector, scoren de renovatieprojecten het best. Het potentieel aan nieuwbouw is kleiner vanwege een relatief beperkte nieuwbouwgraad. Vooral in kantoren, ziekenhuizen en scholen doen zich kansen voor.

### 9.3 Biobrandstoffen

Biobrandstoffen zijn in principe CO<sub>2</sub>-neutraal: bij de verbranding van de biomassa komt immers evenveel CO<sub>2</sub> vrij als door de plant is opgenomen. Substitutie van fossiele energie door bio-energie zou daarom een CO<sub>2</sub>-reductie van 100 % kunnen opleveren. In de praktijk wordt echter fossiele energie gebruikt bij de productie van biomassa (meststoffen, pesticiden, grondbewerking, oogst,...), transport en conversie (well-to-wheel). Cijfers variëren afhankelijk van bron en berekeningsmethode tussen 30 en 50 % reductie van de CO<sub>2</sub>-emissie. Sommige studies geven zelfs nauwelijks CO<sub>2</sub>-reductie aan.

Verhoging van de energie-efficiëntie en de CO<sub>2</sub>-reductie zijn dan ook de voornaamste leidmotieven in het onderzoek naar de productie van bio-energie. Dit is dan ook het voordeel van de zogenaamde 2<sup>de</sup> generatie biobrandstoffen (te winnen uit technologieën in ontwikkeling). Zij worden verwacht tegen 2015 hun intrede te doen en de zogenaamde 1<sup>ste</sup> generatie (de huidige) bio-brandstoffen op zijn minst gedeeltelijk te vervangen. Terwijl biobrandstoffen van de 1<sup>ste</sup> generatie een CO<sub>2</sub>-reductie van hoogstens 50 % behalen, wordt van de 2<sup>de</sup> generatie biobrandstoffen verwacht dat ze een reductie kunnen behalen tot 90 %. Men kan ze winnen uit afvaloliën en -vetten, oogstresten (bv. stro, tarwezemelen, lege maïskolven of -stengels) of hout(afval) i.p.v. uit speciaal daarvoor geteelde gewassen, wat meteen ook concurrentie met voedselvoorziening tegengaat.

Er gebeurt ook al onderzoek naar biobrandstoffen van de 3<sup>de</sup> generatie. Deze zouden gewonnen worden uit algenkweek. In België heeft algenkweek een potentiële productiviteit van 70 ton droge stof per ha en per jaar, wat 7 maal hoger is dan de productie van koolzaad. In gesloten kweeksystemen zijn onder geoptimaliseerde groeiomstandigheden zelfs opbrengsten van 130 à 150 droge stof mogelijk per ha en per jaar. Zo zou algenkweek aanleiding kunnen geven tot 30 000 liter biodiesel per ha en per jaar, op termijn zelfs nog op te drijven richting 60 000 liter per ha en per jaar. Dit is heel wat meer dan de circa 1 200 liter biodiesel per ha voor koolzaad. Productie van biobrandstoffen uit algen zal wellicht pas binnen een 20-tal jaren mogelijk zijn op commerciële schaal. Eerst moeten de productiekosten nog met een factor 10 teruggedrongen kunnen worden (tot circa 0,4 euro/l biobrandstof uit algen), evenals het energiegebruik bij de algenproductie (Lemmens, 2011; Diels, 2009).

#### 9.3.1 Verbruik van biobrandstoffen in Vlaanderen

Over de verbruiken van biodiesel, bio-ethanol en pure plantaardige olie (PPO) bestonden er tot voor kort geen cijfergegevens op Vlaamse schaal. Er wordt sinds 2007 biodiesel in bijgemengde vorm (tot 5 % op volumebasis) op Belgisch grondgebied verstrekt door een aantal brandstofdistributeurs. In de energiebalans van 2007 werd voor het eerst een verbruik van biodiesel gerapporteerd. Bio-ethanol wordt vanaf 2008 ook in een beperkt aantal tankstations beschikbaar gesteld.

In 2007 werd er zo 107 592 m<sup>3</sup> biodiesel op de Belgische markt gebracht. Deze hoeveelheid ligt duidelijk onder het jaarlijkse quotum van 380 000 m<sup>3</sup> biodiesel dat in België met verlaagd accijnstarief op de markt gebracht mag worden (zie § 5.4).

Sinds 2009 worden de in Vlaanderen verbruikte hoeveelheden biobrandstoffen berekend met het verkeers-emissiemodel MIMOSA IV. Op basis van volgende vergelijking werd in dit model berekend dat in 2007 voor 1 996 TJ biodiesel werd gebruikt in Vlaanderen door wegtransport:

$$\frac{\text{Biodiesel België}}{\text{Biodiesel België} + \text{diesel wegtransport België 2007}} \cdot \text{diesel wegtransport MIMOSA IV Vlaanderen}$$

Met:

Dichtheid biodiesel (15°C): 880 [kg/m<sup>3</sup>]  
Verbrandingswaarde biodiesel: 37,7 [MJ/kg]  
Dichtheid bio-ethanol (15°C): 794 [kg/m<sup>3</sup>]  
Verbrandingswaarde bio-ethanol: 26,8 [MJ/kg]

In 2007 bedroeg de hoeveelheid bio-diesel ten opzichte van de totale hoeveelheid diesel 1,3 % (op energie basis).

In 2008 werden in België voor volgende volumes accijnsreductie aangevraagd: 115,3 miljoen liter biodiesel en 24,1 miljoen liter bio-ethanol. Vergeleken met de verkochte hoeveelheden brandstof in



België in 2008, is dit respectievelijk 1,25 % en 0,8 % van de totale hoeveelheden diesel en benzine (op energie basis). Ingevoerde diesel kan echter ook biodiesel bevatten (volgens distributeurs kan dit tot 2 % oplopen), maar deze wordt momenteel niet meegerekend in de Belgische statistieken, omdat deze biobrandstof veelal al meegeteld is voor de doelstellingen of verplichtingen in de buurlanden. Bio-ethanol werd in 2008 voor het eerst beschikbaar gesteld op de Belgische markt. Het MIMOSA-model berekende dat in 2008 1 974 TJ biodiesel en 205 TJ bio-ethanol werden verbruikt in Vlaanderen. Deze hoeveelheden bepalen slechts 1,2 % van het totale verbruik door wegtransport in Vlaanderen.

De cijfers voor 2009 van de Belgische petroleumbalans specifiek voor wegvervoer waren nog niet beschikbaar toen VITO zijn Inventaris Duurzame Energie publiceerde (VITO, 2010b). In het [jaarverslag 2009](#) van de Belgische petroleumfederatie werden al wel totaalcijfers weergegeven voor diesel en benzine tot en met 2009 (maar niet enkel voor wegvervoer, wel voor totaal transport). Deze cijfers zijn afkomstig van de federale overheidsdienst Douane en Accijnzen. Volgens deze cijfers daalde het benzineverbruik met 4,06 % in 2009 ten opzichte van 2008, het dieserverbruik daalde met 0,29 %. In 2009 werden in België voor volgende volumes accijnsreductie aangevraagd: 280,7 miljoen liter biodiesel en 74,9 miljoen liter bio-ethanol. Op basis van deze gegevens kwam VITO tot een voorlopige schatting van de verbruikte hoeveelheden biodiesel en bio-ethanol: op energiebasis bedroegen deze respectievelijk 3,07 % en 2,64 % van de totale ingeschatte hoeveelheden diesel en benzine. De biodiesel die eventueel aanwezig is in ingevoerde diesel is niet mee in rekening gebracht. Sinds 1 juli 2009 is er een bijmengingsplicht van 4 % (volume %) voor zowel biodiesel als bio-ethanol. De hoeveelheden en berekende percentages biobrandstoffen werden doorgegeven als input voor het MIMOSA-model. In september 2010 gebeurde de doorrekening van het MIMOSA model voor 2009. De waarden voor het gebruik van biobrandstoffen worden voorgesteld in tabel 33.

Tabel 33: Verbruiken van biodiesel en bio-ethanol (Vlaanderen, 2007-2009)

TJ	2007	2008	2009
biodiesel	1 996	1 974	4 548
bio-ethanol		205	646

### 9.3.2 Beleidsdoelstellingen en wettelijk kader

De Europese Unie wil het gebruik van biobrandstoffen in haar lidstaten aanmoedigen. Het vervangen van fossiele brandstoffen door biobrandstoffen moet enerzijds Europa's afhankelijkheid van aardolieleveringen uit andere delen van de wereld verminderen. Biobrandstoffen zijn immers het enige substituuat voor olie dat momenteel in enigszins significante hoeveelheden beschikbaar is. Het gebruik van biobrandstoffen moet anderzijds bijdragen tot het realiseren van de klimaatdoelstelling die de Europese Unie is aangegaan in het kader van het Kyoto-protocol (reductie van de uitstoot van broeikasgassen). In het Groenboek inzake Energiebeveiligingszekerheid en het Witboek inzake Gemeenschappelijk Transportbeleid (COM(2001) 370) beoogde de Europese Commissie een gebruik van 20 vol % alternatieve motorbrandstoffen in het wegvervoer tegen 2020. Om hieraan te kunnen voldoen, keurde de Europese Raad en het Europees Parlement in 2003 twee richtlijnen inzake biobrandstoffen goed:

1. Richtlijn 2003/30/EG, gepubliceerd op 08.05.2003, beoogt de bevordering van het gebruik van biobrandstoffen in het vervoer. De richtlijn legt indicatieve (dus geen afdwingbare) doelstellingen vast voor het aandeel van biobrandstoffen en andere hernieuwbare brandstoffen in het marktaanbod, berekend als percentage van de totale hoeveelheid benzine en dieselolie die voor vervoersdoeleinden op de markten wordt aangeboden. Terwijl de overige doelstellingen van de EU i.v.m. hernieuwbare energie alleen aandelen tegen 2010 omvatten, was voor biobrandstoffen ook een tussentijdse doelstelling voor 2005 vastgesteld. De streefwaarden bedragen:
  - 2 % (energie) per 31.12.2005;
  - 5,75 % (energie) per 31.12.2010.

De biobrandstoffen mogen ongemengd of gemengd onder fossiele brandstoffen op de markt worden aangeboden. Ook derivaten van biobrandstoffen vallen onder toepassing van de richtlijn. Lidstaten kunnen van de indicatieve streefcijfers in de richtlijn afwijken mits voldoende motivering;

2. Richtlijn 2003/96/EG, gepubliceerd op 27.10.2003, herstructureert het communautair kader van de taxatie van energieproducten en van elektriciteit. De richtlijn staat de lidstaten toe, zonder hen hiertoe te verplichten, de zuivere of gemengde biobrandstoffen deels of geheel vrij te stellen van accijnzen, wanneer ze worden aangewend voor verwarming of als autobrandstof.

In België werd Richtlijn 2003/30/EG omgezet in nationale wetgeving door het KB van 04.03.2005 (B.S. 08.04.2005) 'betreffende de benamingen en de kenmerken van de biobrandstoffen en andere hernieuwbare brandstoffen voor motorvoertuigen en voor niet voor de weg bestemde mobiele machines'. In artikel 4 van dit KB neemt ons land de Europese streefcijfers over. Het KB bepaalt eveneens dat de toename tussen 2005 en 2010 lineair dient te verlopen volgens een stijging met 0,75 vol % per jaar.

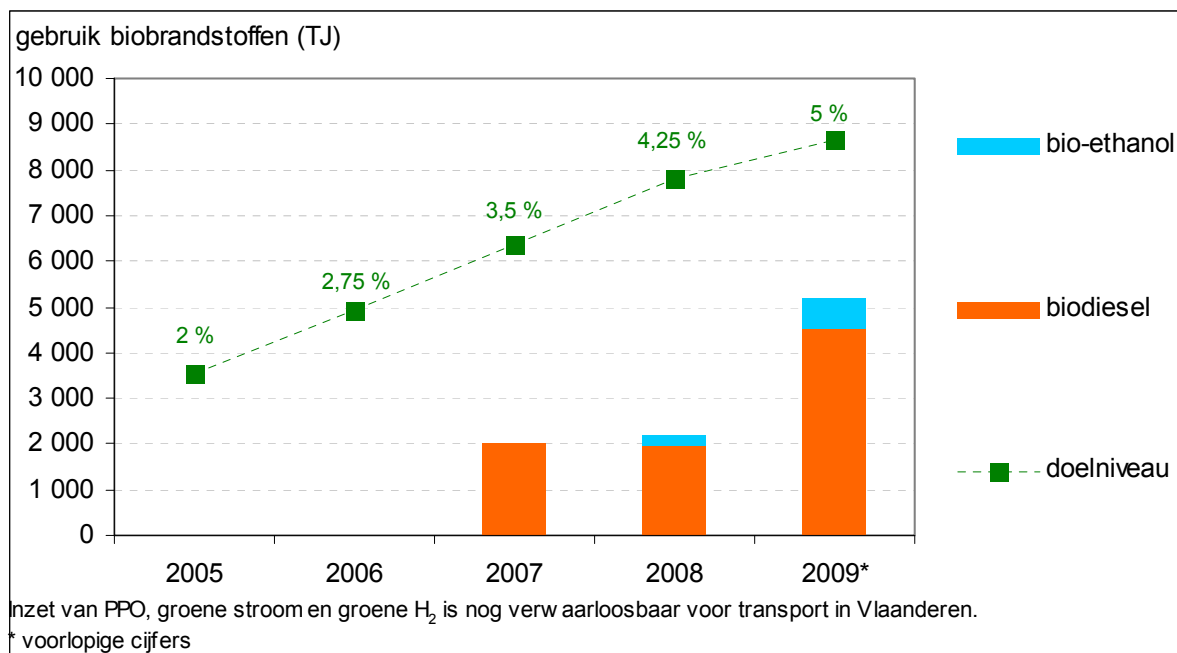
Sedert 12.07.2005 heeft België een fiscale wetgeving die een defiscalisering van biocomponenten mogelijk maakt. De meerkosten om die brandstoffen te produceren zouden gecompenseerd worden door een vermindering van de accijnzen op biobrandstoffen.

Het KB van 10.03.2006 biedt de landbouwers en landbouwverenigingen de mogelijkheid door hen verbouwd koolzaad te bewerken om er zuivere plantaardige olie (PPO) uit te halen die rechtstreeks kan worden verkocht aan eindgebruikers die over een aangepast voertuig beschikken of wanneer die olie bestemd is om als motorbrandstof te worden gebruikt door de gewestelijke maatschappijen voor openbaar vervoer. Indien aan een aantal voorwaarden voldaan is, wordt PPO vrijgesteld van accijns.

Het KB van 10.06.2006 voorziet een accijnsvermindering voor diesel die minstens 3,37 % biodiesel bevat (percentage wordt verhoogd tot 5 % vanaf 2008) en voor benzine die minstens 7 % ethanol (zuiver of onder de vorm van ETBE) bevat. Deze wet stelt eveneens criteria vast om producenten te erkennen en legt de maximale volumes ('quota') vast waarvoor de erkenning zal worden toegekend. In juli 2006 werd een Europese oproep gelanceerd voor de quotaverdeling van biodiesel en bio-ethanol. De producenten die een quotum toegekend gekregen hebben, zijn gekend sinds oktober 2006 (1<sup>ste</sup> periode biodiesel, volledige periode ethanol) en december 2006 (2<sup>de</sup> periode biodiesel). Volgende volumes werden vrijgegeven voor taksverlaging: 380 000 m<sup>3</sup> biodiesel per jaar, van november 2006 tot en met september 2013; 250 000 m<sup>3</sup> ethanol per jaar, van oktober 2007 tot en met september 2013.

Toen duidelijk was dat de quota-volumes niet door de markt werden opgenomen, heeft de federale overheid beslist om vanaf 1 juli 2009 een verplichting op te leggen aan distributeursproducenten van brandstoffen om 4 % biobrandstoffen (op volumebasis) te mengen in diesel en benzine. Ook al was de maatregel nog maar een half jaar in voege en werd ook de doelstelling voor aandeel biobrandstoffen voor 2009 (5 %) niet gehaald, het effect ervan was toch duidelijk merkbaar (figuur 69). Ook het feit dat in 2009 het verbruik van transportbrandstoffen in het algemeen met ruim 5 % terugviel t.o.v. 2008 heeft daarbij geholpen.

Figuur 69: Toetsing aan doelstellingen biobrandstoffen voor transport (Vlaanderen, 2005-2009)



Bron: MIRA op basis van Energiebalans Vlaanderen VITO

Ondertussen legt de nieuwe Europese richtlijn 2009/28/EG ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen voor de verschillende lidstaten bindende doelstellingen vast voor het aandeel hernieuwbare energie in het energieverbruik. Voor transport moet er door elke lidstaat minimaal 10 % aan hernieuwbare energie in transport aanwezig zijn. Voor hernieuwbare energie in transport tellen zowel de eerste generatie als de tweede generatie biobrandstoffen mee alsook de elektrische voertuigen op groene stroom. Biobrandstoffen gemaakt op basis van afvalstoffen of residuen, of uit tweede generatie technologieën mogen dubbel geteld worden voor de berekening van de 10 % doelstelling.

### 9.3.3 Productie van biobrandstoffen

De eerste Belgische biodiesel is in 2005 geproduceerd, maar deze kon nog niet in België worden vermarkt omdat een quotaregeling nog ontbrak.

In juli 2006 heeft de federale regering een offertevraag gelanceerd voor kandidaat-producenten van accijnsvrije biobrandstoffen. De selectiecriteria omvatten o.a. milieucriteria. Uiteindelijk werden aan 4 bedrijven quota toegekend voor een totale jaarlijkse productie van 380 000 m<sup>3</sup> biodiesel. De jaarlijkse totale bio-ethanolproductie van 250 000 m<sup>3</sup> werd verdeeld over 3 bedrijven (tabel 34).

Tabel 34: Verdeling van de quota voor de accijnsvrije productie van biobrandstoffen (Vlaanderen en België, 01.11.2006 – 30.10.2013)

bedrijf	locatie	totale quotavolumes toegekend (m <sup>3</sup> )		jaarlijkse quota (m <sup>3</sup> )
		01.11.2006 – 30.09.2007	01.10.2007 – 30.10.2013	01.11.2007 – 30.10.2013
<b>BIODIESEL</b>				
▪ Bioro	Gent	-	988 500	164 750
▪ Oleon	Ertvelde	72 000	384 000	64 000
▪ Proviron	Oostende	48 320	256 800	42 800
▪ Flanders Bio Fuel	Gistel	40 680	-	-
<i>Totaal Vlaanderen</i>		<i>161 000</i>	<i>1629 300</i>	<i>271 550</i>
▪ Neochim	Feluy	125 000	649 600	108 267
<i>Totaal België</i>		<i>286 000</i>	<i>2 278 900</i>	<i>379 817</i>
<b>BIO-ETHANOL</b>				
▪ Alco Bio Fuel	Gent		543 500	90 583
▪ Tate & Lyle (nu Syral)	Aalst		192 000	32 000
<i>Totaal Vlaanderen</i>			<i>735 500</i>	<i>122 583</i>
▪ BioWanze	Wanze		750 000	125 000
<i>Totaal België</i>			<i>1 485 500</i>	<i>247 583</i>

Bron: ValBiom, 2007

Door de laattijdige toewijzing van de productiequota hadden de meeste potentiële producenten de bouw van hun installaties uitgesteld. Alleen Oleon heeft nog in 2006 nog 1 282 m<sup>3</sup> biodiesel op de markt gebracht, die verdeeld werden door Total. Pas in 2007 kwam de productie van behoorlijke hoeveelheden biodiesel op gang. Bio-ethanol wordt pas vanaf midden 2008 op industriële schaal geproduceerd in Vlaanderen. Tabel 35 vat de verschillende initiatieven samen. Sinds 2007 wordt biodiesel in bijgemengde vorm (4,3 à 5% op volumebasis) op Belgisch grondgebied verstrekt door een aantal brandstofdistributeurs. De productie van biobrandstoffen in België en Vlaanderen begint momenteel te draaien hoewel nog niet alle installaties op hun maximale capaciteit draaien. Een deel van de productie wordt afgezet in de buurlanden.

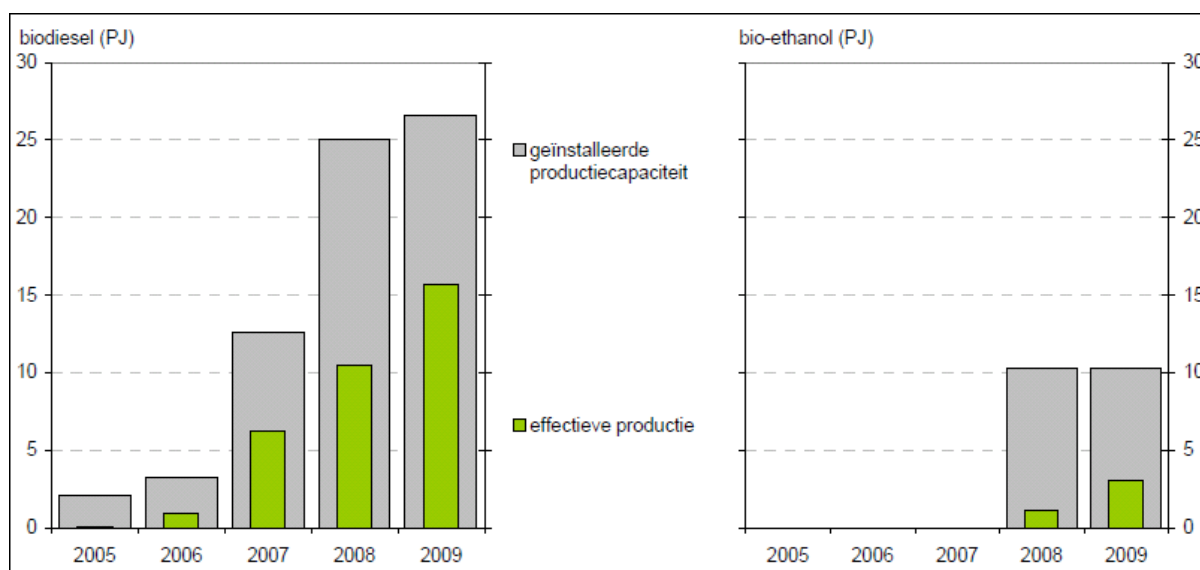
Tabel 35: Productiecapaciteit voor biobrandstoffen (België, toestand op 1.10.2010)

bedrijf	locatie	capaciteit/jaar	grondstof	operationeel sinds
<b>BIODIESEL</b>				
▪ Neochim	Feluy	226 000 m <sup>3</sup>		maart 2007
▪ Bioro	Gent	284 000 m <sup>3</sup>	koolzaad	maart 2008
▪ Oleon	Ertvelde	114 000 m <sup>3</sup>	palmolie, dierlijke vetten, koolzaadolie, soja, kokosolie	januari 2007
▪ Proviron	Oostende	114 000 m <sup>3</sup>	divers plantaardig materiaal	oktober 2007
<b>BIO-ETHANOL</b>				
▪ Alco Bio Fuel	Gent	150 000 m <sup>3</sup>	tarwe, maïs	juli 2008
▪ Syral (Tate & Lyle)	Aalst	32 000 m <sup>3</sup>	tarwe	juni 2008
▪ BioWanze	Wanze	300 000 m <sup>3</sup>	tarwe, suikerbieten	december 2008

Bron: European Bioethanol Fuel Association; European Biodiesel Board; Websites van de verschillende bedrijven

Figuur 70 geeft een overzicht van de geïnstalleerde productiecapaciteit en de effectieve productie van biobrandstoffen in België.

**Figuur 70: Geïnstalleerde productiecapaciteit en effectieve productie van biobrandstoffen (België, 2005-2009)**



Bron: MIRA op basis van European Biodiesel Board en European Bioethanol Fuel Association

Naast het bijmengen van biobrandstoffen, is ook gebruik van zuivere biobrandstoffen (pure plantaardige olie of PPO) een mogelijke optie. Vooral het persen van koolzaadolie (winterkoolzaad) dient zich in de praktijk aan als alternatief voor de graanteelt in ons land. Begin 2010 bezaten echter nog altijd maar 10 landbouwers een vergunning om koolzaadolie te produceren en rechtstreeks te verkopen aan met accijnsvrijstelling. In de praktijk bleken heel wat praktische hinderpalen een doorbraak van PPO in de weg te staan: zware administratieve procedures, noodzaak om motoren om te bouwen, schommelende graanprijs (waartegen koolzaadteelt in de balans ligt), de afschaffing van diverse premies zoals de premie voor energiegewassen vanaf 2010, tegenvallende oogstopbrengsten etc.. De bijdrage van PPO in de totale hoeveelheden geproduceerde of gebruikte biobrandstof blijven dan ook verwaarloosbaar voor Vlaanderen/België (De Groof, 2010).

### 9.3.4 Algemene stimulansen in Vlaanderen en België

Naast de reductie van de milieu-impact van voertuigbrandstoffen en de vermindering van energieafhankelijkheid bieden biobrandstoffen opportuniteiten voor economische ontwikkeling en diversificatie binnen de landbouw. De stijgende brandstofprijzen, onder meer het gevolg van instabiliteit in olieproducerende landen en een sterk stijgende energievraag vanuit groeielanden, laten voelen hoe sterk ons land afhankelijk is van buitenlandse energie. Een hoger prijsniveau van fossiele brandstoffen maakt dat biobrandstoffen aantrekkelijker worden. Om het gebruik van biobrandstoffen in ons land te stimuleren, voorzien de verschillende beleidsniveaus dan ook een aantal *stimuli*, met name accijnsverlaging en normeringen.

#### 9.3.4.1 Accijnsverlaging

PPO wordt in het KB van 10.03.2006 vrijgesteld van accijns. De accijnsvrijstelling geldt alleen voor landbouwers of landbouwerscoöperaties die zelf geteeld koolzaad zelf persen voor eigen gebruik of voor rechtstreekse verkoop aan de eindgebruiker (Campens et al., 2006). Dit brengt op het landbouwbedrijf een zware administratieve last met zich mee. Om accijnsvrij PPO te kunnen verkopen moet de productie van koolzaadolie voor biobrandstof immers gebeuren in een 'belastingentrepot'. Hiervoor dient men een erkenningsprocedure te doorlopen bij de FOD Financiën. Bovendien is een kwaliteitscharter van de FOD Economie en Leefmilieu nodig (Campens, 2007). Onder meer door deze administratieve last is de productie en het verbruik van PPO in België zeer beperkt.

Voor biodiesel en bio-ethanol is er een accijnsvermindering. De bijmenging van biodiesel in fossiele diesel werd voor 2,45 vol % fiscaal vrijgesteld vanaf eind 2005 (B.S. van 12.07.2005) en dit percentage werd verhoogd naar 3,37 % in 2006 (KB van 10.06.2006) tot 5 vol % vanaf 2008. Voor de

bijmenging van bio-ethanol en/of bio-ETBE bij gewone benzine wordt 7 vol % vrijgesteld vanaf de tweede helft van 2006. Het verlaagde accijnstarief geldt enkel voor biodiesel en bio-ethanol geproduceerd door bedrijven die in het kader van een tenderprocedure zijn erkend.

De accijnsverlaging is nodig omdat de productiekosten van biobrandstoffen hoger zijn dan die van gelijkwaardige petroleumbrandstoffen. Dank zij accijnsdifferentiatie kan de overheid biobrandstoffen toch competitief maken. Zo ligt de eindgebruiksprijs, inclusief taksen, van pure biodiesel in Duitsland in september 2010 ongeveer op 1,10 euro/liter, tegenover 1,20 euro/liter voor gewone diesel (ref. F.O.Licht's World Ethanol and Biofuels Report, oktober 2010). Gelet op een licht meerverbruik door de iets lagere calorische waarde van biodiesel, ligt de brandstofkost op dat moment ongeveer gelijk als bij fossiele diesel. Op het niveau van de consument is een lagere literprijs voor PPO ten opzichte van mengsels met biodiesel of diesel noodzakelijk om de ombouwkosten van het voertuig te compenseren.

#### 9.3.4.2 Normeringen

Het KB van 04.03.2005 koppelt de toelating om biobrandstoffen op de Belgische markt te brengen aan het beantwoorden aan de Europese CEN-normen. In deze Europese normen staan de karakteristieken opgesomd met maximum- en/of minimumwaarden (voor het zwavelgehalte, dampspanning, octaangehalte, watergehalte, dichtheid, e.d.) waaraan de motorbrandstof dient te voldoen. Deze normering is nodig om fraude te kunnen opsporen en om onstabiele, onzuivere of kwalitatief minderwaardige motorbrandstof te vermijden.

Deze Europese normen laten vanaf 2004 reeds een bijmenging van biobrandstoffen tot een bepaald percentage toe:

- voor (laag-zwavelige) diesel laat de norm EN 590 een inmenging toe van maximum 5 vol % biodiesel; vanaf 2012 zal dit op Europees niveau verhoogd worden tot maximum 7 %. Een aantal landen (onder meer Duitsland, Frankrijk, Oostenrijk) hebben dit reeds vervroegd toegepast in hun nationale norm. De bijgemengde biodiesel dient te voldoen aan de norm EN 14214.
- voor (loodvrije en laag-zwavelige) benzine laat de norm EN 228 maximum 5 % ethanol of 15 % ETBE toe. ETBE bestaat voor iets minder dan de helft uit ethanol. Er is een nieuwe benzinenorm in de maak die 10 % ethanol bijmenging (E10) zal toelaten. Voorlopig zal deze norm naast de originele E5 norm blijven bestaan, gezien oudere benzinevoertuigen niet compatibel zijn met E10. De bijgemengde ethanol dient te voldoen aan de norm EN 15376 die van kracht is sinds 2007.

Voor andere biobrandstoffen of hogere concentraties van de klassieke biobrandstoffen zijn volgende standaarden van kracht of in voorbereiding (ref. CEN):

- Zuivere biodiesel (FAME) kan in dieselloertuigen gebruikt worden mits toelating van de voertuigconstructeur. De brandstof dient tevens te voldoen aan de FAME norm, EN 14214.
- Een norm voor de toepassing van E85 (mengsel van benzine met max 85 % ethanol) is in voorbereiding op Europees niveau, prEN 15293. Een aantal landen (onder meer Zweden, Frankrijk, Duitsland) gebruiken deze norm reeds als nationale norm. De ethanol dient te voldoen aan EN 15376.
- Er is een Workshop Agreement CWA 15940 beschikbaar voor 'hydrotreated oil', die mogelijk ook als norm kan gebruikt worden op nationaal niveau.
- Voor PPO bestaat enkel nog een Duitse pre-norm, die ook op Belgisch niveau is overgenomen.

## 9.4 Totaal hernieuwbare energie

### 9.4.1 Inventaris hernieuwbare energie

Op 23 april 2009 keurde de Raad van de Europese Unie en het Europees Parlement de richtlijn 2009/28/EG goed. In deze nieuwe richtlijn wordt een gemeenschappelijk kader vastgesteld voor het bevorderen van energie uit hernieuwbare bronnen. Voorts worden bindende streefcijfers vastgesteld voor het aandeel van energie uit hernieuwbare bronnen in het totale energieverbruik en voor het aandeel van energie uit hernieuwbare bronnen in het vervoer. In de richtlijn worden ook regels vastgelegd met betrekking tot garanties van oorsprong, administratieve procedures en aansluitingen op het elektriciteitsnet voor energie uit hernieuwbare bronnen, en worden milieuduurzaamheidscriteria vastgelegd voor biobrandstoffen en biovlloeistoffen. Het doel van de

richtlijn is een algemeen bindend streefcijfer van 20 % voor het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het bruto eindgebruik van energie (bruto eindgebruik van energie omvat de energiegrondstoffen die geleverd worden aan de industrie, het vervoer, de huishoudens, de dienstensector inclusief de openbare diensten, de land- en bosbouw en de visserij, inclusief het verbruik van elektriciteit en warmte door de energiesector voor het produceren van elektriciteit en warmte en inclusief het verlies aan elektriciteit en warmte tijdens de distributie en de transmissie). Het bruto eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in elke lidstaat wordt berekend als de som van:

- het bruto eindgebruik van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen;
- het bruto eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen voor verwarming en koeling
- en het eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in het vervoer.

Elke lidstaat moet er bovendien voor zorgen dat het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen in alle vormen van vervoer in 2020 minstens 10 % bedraagt van het totale eindgebruik van energie in het vervoer in die lidstaat. Voor het berekenen van het totale energieverbruik voor vervoer, wordt alleen rekening gehouden met benzine, diesel, in het vervoer over de weg of per spoor verbruikte biobrandstoffen, en elektriciteit. Voor het berekenen van de hoeveelheid energie uit hernieuwbare bronnen gebruikt voor vervoer wordt rekening gehouden met alle soorten energie uit hernieuwbare bronnen die gebruikt wordt in alle vormen van vervoer. Voor de berekening van de bijdrage uit hernieuwbare bronnen geproduceerde energie en gebruikt in alle soorten elektrische voertuigen, mogen de lidstaten kiezen voor het gemiddelde aandeel van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in de EU of het aandeel van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen in hun eigen land, gemeten twee jaar voor het betreffende jaar. Voor het berekenen van de elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen die gebruikt wordt door elektrische wegvoertuigen, wordt dit verbruik geacht 2,5 keer de energie-inhoud te zijn van de input van de elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Bijkomend wordt ervan uitgegaan dat de bijdrage van biobrandstoffen op basis van afval, residuen, non-food cellulosemateriaal en lignocellulosisch materiaal dubbel zo groot is als die van andere biobrandstoffen.

Om het bindend streefcijfer van 20 % binnen de EU te halen, worden ook op nationaal niveau bindende streefcijfers vastgelegd. Voor België bedraagt het bindend streefcijfer 13 % tegen 2020. In de richtlijn wordt ook de berekeningwijze aangegeven voor de tussentijdse doelstellingen, deze zijn weergegeven in onderstaande tabel. De tussentijdse doelstellingen zijn echter niet bindend.

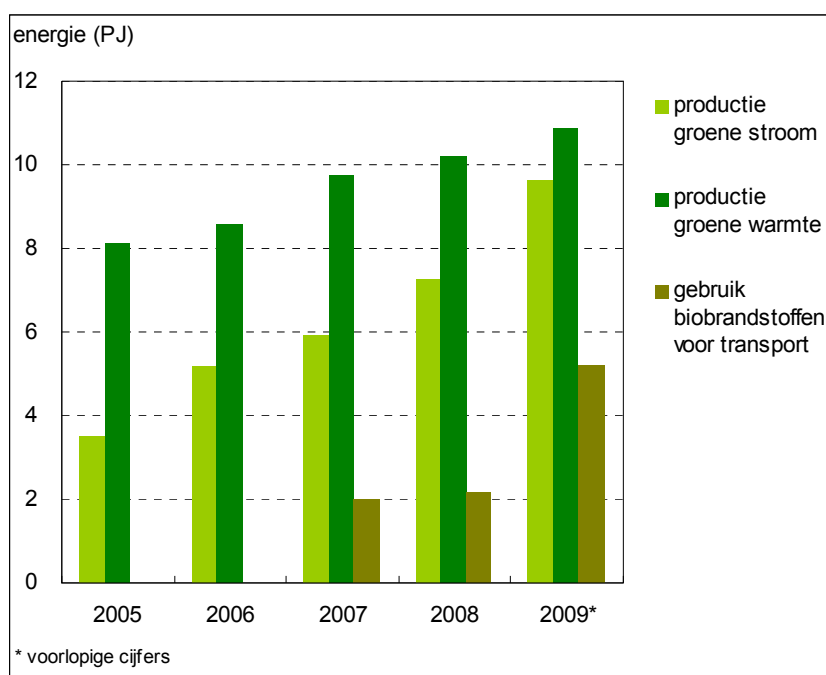
Tabel 36: Overzicht van de tussentijdse doelstelling voor hernieuwbare energie (België, 2011-2020)

As Part B of Annex 1 to the Directive	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018		2020
	S2005 + 20%* (S2020-S2005)	S2005 + 30%* (S2020-S2005)	S2005 + 45%* (S2020-S2005)	S2005 + 65%* (S2020-S2005)		S2020
RES minimum trajectory (%)	4.36	5.44	7.06	9.22		13
RES minimum trajectory (ktoe)	1,773.78	2,232.79	2,901.38	3,797.30		5,370.17

Bron: FED 2010

In 2009 werd in Vlaanderen 9,6 PJ (of 2 667 GWh) groene stroom geproduceerd en 10,9 PJ groene warmte. Het wegvervoer heeft in 2009 5,2 PJ biodiesel en bio-ethanol verbruikt. Figuur 71 geeft een overzicht van de 3 onderdelen verrekend als hernieuwbare energie, tabel 37 gaat meer in detail in op enkele deelstromen.

*Figuur 71: Hernieuwbare energie: groene stroom, groene warmte en biobrandstoffen (Vlaanderen, 2005-2009)*



Bron: VITO (2010b)

In Vlaanderen kennen de 3 hernieuwbare fracties een duidelijke groei sinds 2005. Ondanks de sterke stijging van het geïnstalleerd vermogen aan PV-cellen en windturbines, staat verbranding van biomassa in voor ruim de helft van de toename aan groenestroomproductie sinds 2005. Bij groene warmte is de bijdrage van biomassa (97,3 % in 2009) vergeleken met die van zonneboilers, warmtepompen en warmtepompboilers (2,7 %) nog nadrukkelijker. Bij de biobrandstoffen is een duidelijk effect merkbaar bij de invoering van accijnsvrije productiequota (eind 2006) en bij de verplichting om 4 % biobrandstoffen bij te mengen in benzine en diesel (sinds juli 2009). De doelstelling die Europa eerder al voorzag (tegen 2010 een aandeel van 5,75 % biobrandstoffen voor wegtransport) lijkt echter veraf.

Met aandelen van respectievelijk 4,8 % (groene stroom), 2,4 % (groene warmte) en 3,0 % (biobrandstoffen) blijkt Vlaanderen in 2009 een aandeel van 2,9 % hernieuwde energie te halen in het totaal bruto finaal energieverbruik zoals gedefinieerd in de Richtlijn 2009/28/EG. Voornamelijk inzake groene warmte & koude en transport zullen nog vorderingen moeten gemaakt worden om de doelstelling voor 2011-2012 (nl. 4,36 %, zie tabel 36) tijdig te halen. Van de doelstelling die België voor 2020 kreeg opgelegd (13 %), is Vlaanderen nog een eind verwijderd.



Tabel 37: Overzichtstabel resultaten hernieuwbare inventaris Vlaanderen (2005-2009)

Productie groene stroom MWh (netto)	2005	2006	2007	2008	2009*
Waterkracht	2 283	2 079	2 733	3 603	2 970
Windenergie	154 443	237 492	284 520	332 965	383 721
Zon (PV)	1 091	2 800	5 582	33 622	138 604
Afvalverbranding	159 523	208 184	255 508	267 112	376 120
Biomassa	427 080	806 807	844 113	1 100 189	1 346 413
Biogas	222 406	173 375	252 088	273 006	429 406
<i>Netto groene stroom productie</i>	<i>966 826</i>	<i>1 430 737</i>	<i>1 644 544</i>	<i>2 010 497</i>	<i>2 677 234</i>
<i>Bruto groene stroom productie</i>	<i>1 016 945</i>	<i>1 504 463</i>	<i>1 728 575</i>	<i>2 112 617</i>	<i>2 811 603</i>
<i>Bruto finaal elektriciteitsgebruik [MWh] <sup>(1)</sup></i>	<i>58 524 381</i>	<i>60 314 966</i>	<i>60 597 849</i>	<i>60 571 636</i>	<i>58 132 132</i>
<i>% groene stroom <sup>(2)</sup></i>	<i>1,7 %</i>	<i>2,49 %</i>	<i>2,85 %</i>	<i>3,49 %</i>	<i>4,84 %</i>
Productie groene warmte [TJ]	2005	2006	2007	2008	2009
door WKK-installaties <sup>(3)</sup>	1 507	2 151	3 074	3 252	3 644
door installaties die enkel warmte produceren	6 577	6 417	6 682	6 958	7 227
waarvan warmtepompen	184	204	230	269	317
waarvan warmtepompboilers	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
waarvan zonneboilers	58	84	113	168	193
<i>Groene warmte productie <sup>(4)</sup></i>	<i>8 084</i>	<i>8 568</i>	<i>9 756</i>	<i>10 210</i>	<i>10 871</i>
<i>TOTALE warmteproductie <sup>(4)</sup></i>	<i>525 159</i>	<i>512 648</i>	<i>476 672</i>	<i>492 905</i>	<i>471 979</i>
<i>bruto finaal verbruik van hernieuwbare energie voor verwarming en koeling <sup>(1)</sup></i>	<i>9 764</i>	<i>10 132</i>	<i>11 483</i>	<i>11 951</i>	<i>12 834</i>
<i>bruto finaal energieverbruik voor verwarming en koeling <sup>(1)</sup></i>	<i>601 978</i>	<i>586 006</i>	<i>551 384</i>	<i>563 805</i>	<i>539 405</i>
<i>% groene warmte <sup>(5)</sup></i>	<i>1,6 %</i>	<i>1,73 %</i>	<i>2,08 %</i>	<i>2,12 %</i>	<i>2,38 %</i>
Hernieuwbare energie in transport [TJ]	2005	2006	2007	2008	2009
<i>eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in vervoer <sup>(1)</sup></i>	<i>22</i>	<i>32</i>	<i>2 044</i>	<i>2 250</i>	<i>5 275</i>
<i>finaal energiegebruik van vervoer <sup>(1)</sup></i>	<i>178 804</i>	<i>179 019</i>	<i>181 835</i>	<i>183 480</i>	<i>173 480</i>
<i>% groen transport <sup>(6)</sup></i>	<i>0,01 %</i>	<i>0,02 %</i>	<i>1,12 %</i>	<i>1,23 %</i>	<i>3,04 %</i>
Hernieuwbare energie in transport [TJ]	2005	2006	2007	2008	2009
<i>TOTAAL eindverbruik energie uit hernieuwbare bronnen [PJ] <sup>(1)</sup></i>	<i>13 447</i>	<i>15 580</i>	<i>19 749</i>	<i>21 807</i>	<i>28 231</i>
<i>TOTAAL bruto finaal energieverbruik [PJ] <sup>(1)</sup></i>	<i>1 038 910</i>	<i>1 030 226</i>	<i>1 003 880</i>	<i>1 020 799</i>	<i>983 937</i>
<i>% hernieuwbare energie in totaal bruto finaal energieverbruik</i>	<i>1,29 %</i>	<i>1,51 %</i>	<i>1,97 %</i>	<i>2,14 %</i>	<i>2,87 %</i>

\* voorlopige cijfers. Dit rapport geeft de situatie weer zoals ze gekend is in februari 2011

(1) Het eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en het bruto finaal energiegebruik is berekend volgens de definities van richtlijn 2009/28/EG

(2) Het % groene stroom is berekend volgens de definities van de richtlijn 2009/28/EG. Het is de verhouding van de totale bruto groene stroomproductie en het bruto finaal gebruik van elektriciteit volgens de richtlijn 2009/28/EG

(3) WKK-installaties zijn hier gedefinieerd als installaties die naast warmte ook elektriciteit produceren, ongeacht de definities van kwalitatieve of niet-kwalitatieve WKK-installaties

(4) Methode voor de bepaling van de groene warmteproductie en totale warmteproductie in Vlaanderen wordt in hoofdstuk 3 van VITO (2010b) toegelicht.

(5) het % groene warmte is berekend volgens de definities van de richtlijn 2009/28/EG. Het is de verhouding van het bruto finaal gebruik van hernieuwbare energie voor verwarming & koeling t.o.v. het totaal bruto finaal energiegebruik voor verwarming & koeling volgens de richtlijn 2009/28/EG.

(6) het aandeel (%) groene energie in transport is berekend volgens de definities van de richtlijn 2009/28/EG. Het is de verhouding van het eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in vervoer t.o.v. het finaal energiegebruik voor vervoer volgens de richtlijn 2009/28/EG. Hierbij merken we op dat er naast het aandeel van de biobrandstoffen in deze indicator ook een hernieuwbaar deel van het elektriciteitsgebruik van het spoorvervoer is inbegrepen. Dit wordt berekend door toepassing van het % bruto groenestroomproductie in Vlaanderen in 200(X-2) / totaal finaal elektriciteitsgebruik in Vlaanderen in 200(X-2) (cfr. Richtlijn 2009/28/EG) op het totaal elektriciteitsgebruik door spoorvervoer.

Bron: VITO (2010b)

Vlaanderen heeft in 2009 42,4 PJ aan biomassa-stromen verbruikt voor energiedoeleinden.

## 9.4.2 Potentieel aan hernieuwbare energie

### 9.4.2.1 Inschatting visionair scenario uit de Milieuverkenning 2030 van MIRA (december 2009)

In de Milieuverkenning 2030 (MIRA, 2009a) worden mogelijke evoluties van het energiegebruik en van de broeikasgasemissies voor Vlaanderen berekend voor drie toekomstscenario's met toenemend ambitieniveau:

- Het REF-scenario zet het huidige milieubeleid (per 1 april 2008) ongewijzigd verder tot 2030.
- Het EUR-scenario omvat maatregelen en instrumenten die nodig zijn om tegemoet te komen aan de middellangetermijndoelstellingen van het Europese milieubeleid (2020).
- Het VISI-scenario gaat uit van bijkomende maatregelen om zo een duurzame oplossing te vinden voor de milieuvraagstukken. De gekozen maatregelen beogen een uitstootvermindering met 60 à 80 % voor broeikasgassen tegen 2050, met een halvering van de emissies in 2030.

In figuur 72 wordt aangegeven hoe hernieuwbare energie zal evolueren in die 3 scenario's tot 2030.

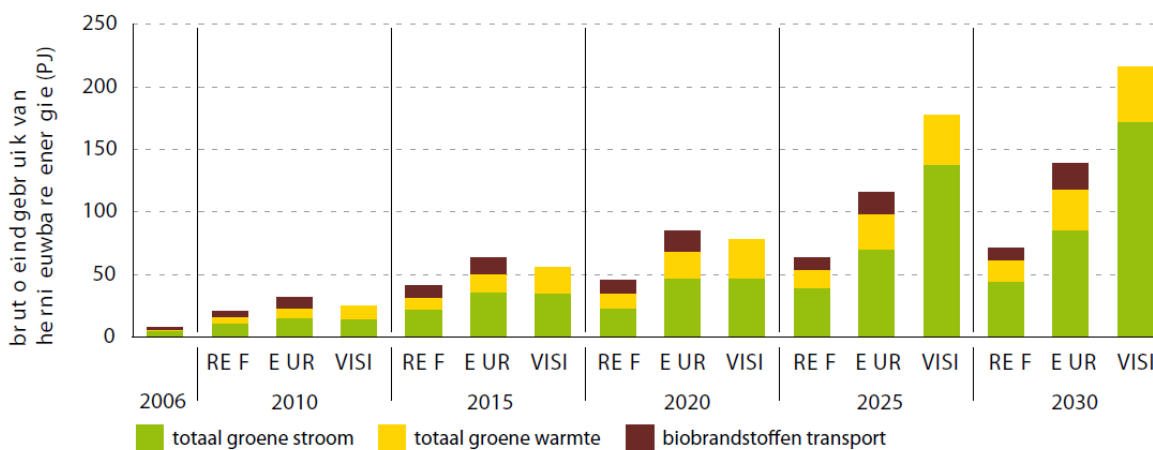
Het gebruik van *biobrandstoffen* door transport zou tegen 2020 bijna vervijfvoudigen ten opzichte van 2006 in het REF-scenario. Het gebruik van biobrandstoffen neemt in het EUR-scenario toe van 17 PJ in 2020 tot 20 PJ in 2030. Het VISI-scenario gaat ervan uit dat andere sectoren biomassa efficiënter kunnen gebruiken en zet daarom geen biobrandstoffen in.

Onder meer fotovoltaïsche cellen (PV), wind-, golf- en waterkracht en biomassa kunnen *groene stroom* produceren. De groenestroomproductie kent in alle scenario's een stevige groei. Vertrekkende van circa 5 PJ in 2006 is er een vervijfvoudiging van de groenestroomproductie in 2020 voor het REF-scenario en is deze negen maal groter in het EUR- en in het VISI-scenario. Zeker in het VISI-scenario is er een forse groeisprint na 2020. Ten opzichte van 2006 zou de productie in 2030 toegenomen met een factor van 9, 17 en 33 voor respectievelijk het REF-, EUR- en VISI-scenario..

*Groene warmte & koeling* is de optelsom van energie afkomstig uit onder andere zonneboilers, warmtepompen, geothermische warmte en warmte geproduceerd uit biomassa (bijvoorbeeld in bio-WKK's). In de drie scenario's groeien groene warmte & koeling in een bijna rechte lijn, met voor elk scenario een hoger ambitieniveau. Doordat de Milieuverkenning 2030 nog geen gebruik kon maken van de onderzoeksresultaten uit VITO 2009a, 2009b en 2010d onderschat de Milieuverkenning 2030 het werkelijk inzetbaar potentieel voor groene warmte & koeling. Voor een meer volledige inschatting van het potentieel aan groene warmte & koeling verwijzen we naar § 9.4.2.2.

Het bruto eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen moet men overeenkomstig de Europese richtlijn aftoetsen tegen het totale bruto eindgebruik van energie. Dit is de som van de energiegrondstoffen geleverd voor energiedoelinden aan alle sectoren buiten de energiesector (elektriciteit en raffinaderijen). Het gebruik van elektriciteit en warmte door de energiesector zelf en de netverliezen bij de productie en distributie van elektriciteit en warmte, vallen ook onder dit bruto eindgebruik. Het niet-energetische eindgebruik van energiedragers door de industrie is niet inbegrepen.

*Figuur 72: Bruto eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen, 2006-2030)*



Bron: MIRA (2009a)

Het aandeel van groene stroom, groene warmte & koeling en biobrandstoffen samen stijgt in de drie scenario's aanzienlijk ten aanzien van het bruto eindgebruik van energie tegen 2020. Indien de hernieuwbare energiedoelstelling van België (13 %) onveranderd zou gelden voor Vlaanderen, haalt het EUR-scenario de doelstelling pas met vertraging in 2030. Het VISI-scenario komt in de periode tussen 2020 en 2025 boven de doelstelling uit. Het REF-scenario blijft in 2020 steken op 4 %. In de onderzochte scenario's zal Vlaanderen dan ook een beroep moeten doen op de aankoop van garanties van oorsprong uit het buitenland om alsnog de bepalingen van de Europese richtlijn te respecteren. Bij de opstart van Milieuverkenning 2030 was het potentieel rond het gebruik van groene warmte in Vlaanderen, en dan vooral binnen de industriële sector, nog onvoldoende in kaart gebracht. Mogelijk biedt dit een kans om toch intern de doelstellingen voor 2020 te halen.

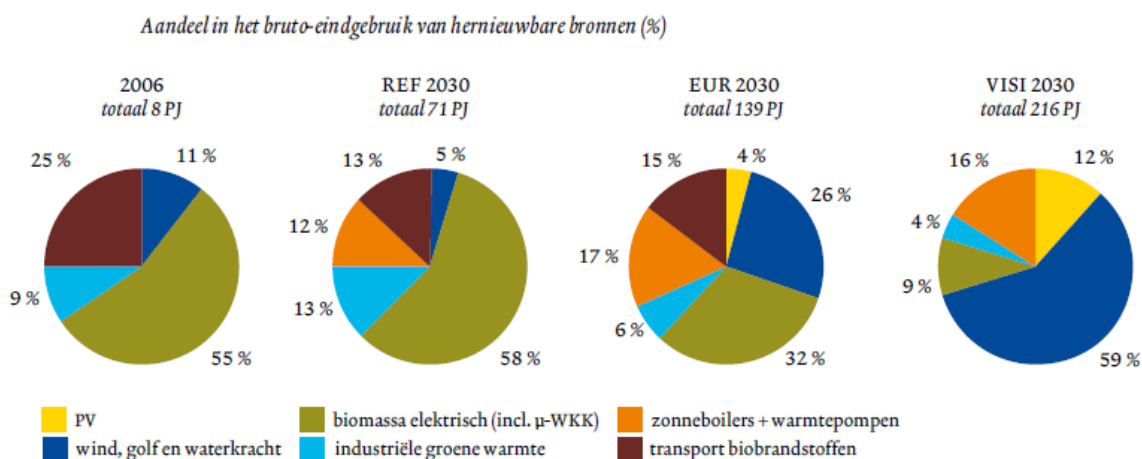
*Tabel 38: Bruto eindgebruik van hernieuwbare energiebronnen ten opzichte van het bruto eindgebruik in PJ in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen 2006, 2020, 2030)*

	2006	2020 REF	2030 REF	2020 EUR	2030 EUR	2020 VISI	2030 VISI
Totaal groene stroom	5,2	23,4	44,3	47,5	85,9	46,9	171,8
Totaal groene warmte	0,7	12,1	17,4	21,0	32,6	31,3	44,0
Biobrandstoffen transport	2,0	9,6	9,3	16,8	20,3	0,0	0,0
<i>Bruto eindgebruik van hernieuwbare energie</i>	7,9	45,2	71,0	85,3	138,9	78,2	215,8
Bruto eindgebruik van energie	995,2	1 064,8	1 120,9	974,9	982,4	853,8	817,0
Hernieuwbare energie	0,8 %	4,2 %	6,3 %	8,7 %	14,1 %	9,2 %	26,4 %

Bron: MIRA (2009a)

De opdeling van hernieuwbare energiebronnen naar groene stroom, groene warmte & koeling en biobrandstoffen geeft inzicht in de vorm waaronder de hernieuwbare energie wordt gebruikt (figuur 73). Door in te zoomen op de oorsprong, blijkt duidelijk dat in het REF-scenario de verschillende vormen van biomassa (biomassa elektrisch op kop, gevolgd door industriële groene warmte en biobrandstoffen) tot in 2030 de grootste bijdrage leveren aan hernieuwbaar energiegebruik. In het EUR-scenario neemt het aandeel van biomassa af, vooral ten voordele van wind- en zonne-energie. Het aandeel van biobrandstoffen voor transport daalt gaandeweg, terwijl dat van zonneboilers en warmtepompen stijgt tot 17 % in 2030. Onder het VISI-scenario treedt vooral windenergie op de voorgrond. Samen met waterkracht, zonneboilers, warmtepompen en PV-stroom staat windenergie dan in voor 86 % van de hernieuwbare energie in 2030.

Figuur 73: Bruto eindgebruik van energie uit hernieuwbare bronnen volgens oorsprong in het REF-, het EUR- en het VISI-scenario (Vlaanderen 2006 en 2030)



Bron: MIRA (2009a)

#### 9.4.2.2 VITO-prognoses voor hernieuwbare energie en WKK in Vlaanderen tegen 2020 (oktober 2009)

Het resultaat van de VITO-studie zijn consistente prognoses van hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling in Vlaanderen tot 2020 (VITO, 2009b). Het doel van de studie is een zo goed mogelijke onderbouwing te hebben van een scenario onder bestaand beleid (BAU-scenario) en een pro-actief beleid (PRO-scenario). Verder is het doel om te analyseren wat er mogelijk is in Vlaanderen in de context van de Belgische hernieuwbare doelstelling van 13 % in 2020. De stand van zaken van dit rapport leert dat in 2008 1 % van de transportbrandstoffen, 2 % van de warmte en 3 % van de elektriciteit groen was.

Het BAU-scenario is het best te omschrijven als een verderzetting van het reeds lopende beleid. Het PRO-scenario gaat uit van extra beleid om tegemoet te komen aan de Europese doelstellingen tegen 2020 en dat dit extra beleid ook snel tot uitvoering kan gebracht worden. Dit PRO-scenario is echter geen bepaling van het maximumpotentieel. Dit PRO-scenario resulteert in hogere implementatiegraden omwille van beleid dat gericht is op marktgroei. Een ander belangrijk kenmerk van het PRO-scenario is de aanname dat tijdsvertragingen die een snelle implementatie zouden verhinderen van korte duur zijn. Tabel 39 toont ook drie varianten op het PRO-scenario.

- PRObis wijkt af van het PRO-scenario door een verhoogde bijstook van biomassa in de centrale elektriciteitsproductie, die onder een PRO-scenario zou wegvallen. In het PRO-scenario worden door het overschrijden van de GSC-quota en het ontbreken van minimumgaranties, investeringen in bijstook of grootschalige biomassa (te) risicovol;
- PRObis BAU is gelijkaardig aan PRObis maar voor groene warmte & koude zijn de cijfers gebruikt van het BAU-scenario;
- PRObis BAU LO is identiek aan PRObis BAU behalve dat een lagere finale energievraag is aangenomen en daarom het percentage hernieuwbare hoger is.

Tabel 39: Totale hernieuwbare energie in 2020 in alle scenario's i.v.m. 2008 (Vlaanderen)

[GWh en %]	2008	BAU	PRO	PRObis	PRObis BAU	PRObis BAU LO
Offshore	0	1 729	3 841	3 841	3 841	3 841
Biofuels	605	2 767	6 950	6 950	6 950	6 950
Groene elektriciteit (excl. Offshore)	1 997	6 092	6 949	9 661	9 661	9 661
Groene warmte & koude	3 365	9 892	20 245	20 245	9 892	9 892
Totaal hernieuwbaar	5 968	20 479	37 984	40 697	30 344	30 344

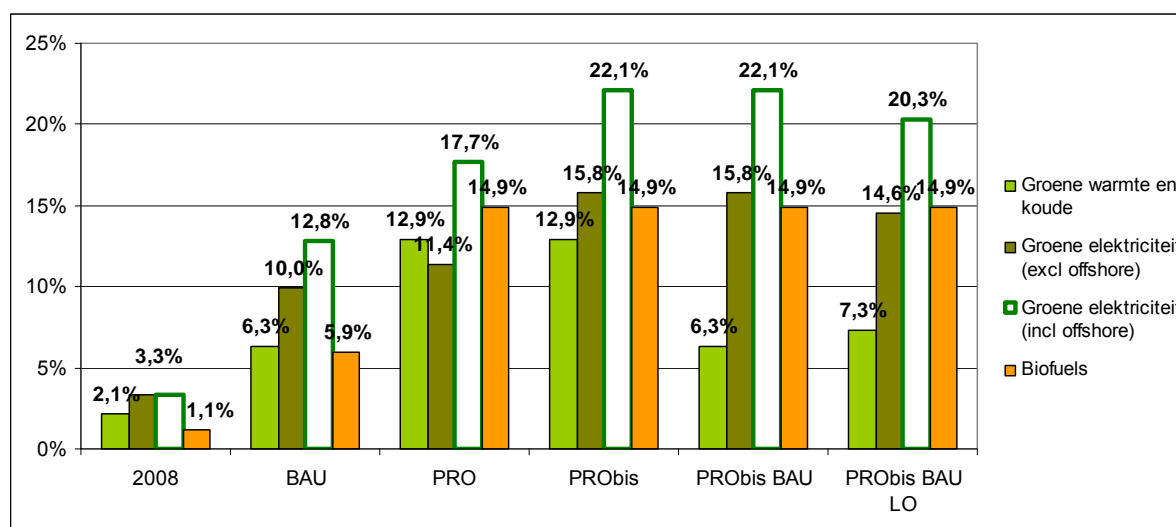
Totaal bruto finaal energieverbruik	270 442	264 316	263 734	263 734	263 734	236 818
<b>% hernieuwbaar tov finaal verbruik</b>	<b>2,2 %</b>	<b>7,7 %</b>	<b>14,4 %</b>	<b>15,4 %</b>	<b>11,5 %</b>	<b>12,8 %</b>

Bron: VITO (2009b)

Het scenario van huidig beleid (BAU) komt respectievelijk met en zonder offshore<sup>121</sup> uit op 7 à 8 % hernieuwbare energie in het totaal van het Vlaamse finale energieverbruik. In dit scenario wordt er 9900 GWh groene warmte en 7800 groene stroom geproduceerd en wordt er 2800 GWh aan biobrandstoffen gebruikt in 2020. Dit is respectievelijk 6 %, 13 % en 6 % van de finale vraag naar warmte, elektriciteit en transportbrandstoffen.

Het PRO-scenario komt uit op 13 à 15 % van het finaal energieverbruik, afhankelijk van de aannames met betrekking tot offshore en bijstook van biomassa in centrales aangesloten op het transmissienet. In het PRO scenario is er t.o.v. het BAU scenario een verdubbeling van de groenewarmteproductie van 6 % naar 13 %, een toename van de doelstelling groenestroom van 13 % naar 18 % en een toename van 6 % naar 15 % voor biobrandstoffen<sup>122</sup>.

*Figuur 74: Aandeel hernieuwbare energie t.o.v. eindverbruik per energievectoren in 2020 i.v.m. 2008 (Vlaanderen)*



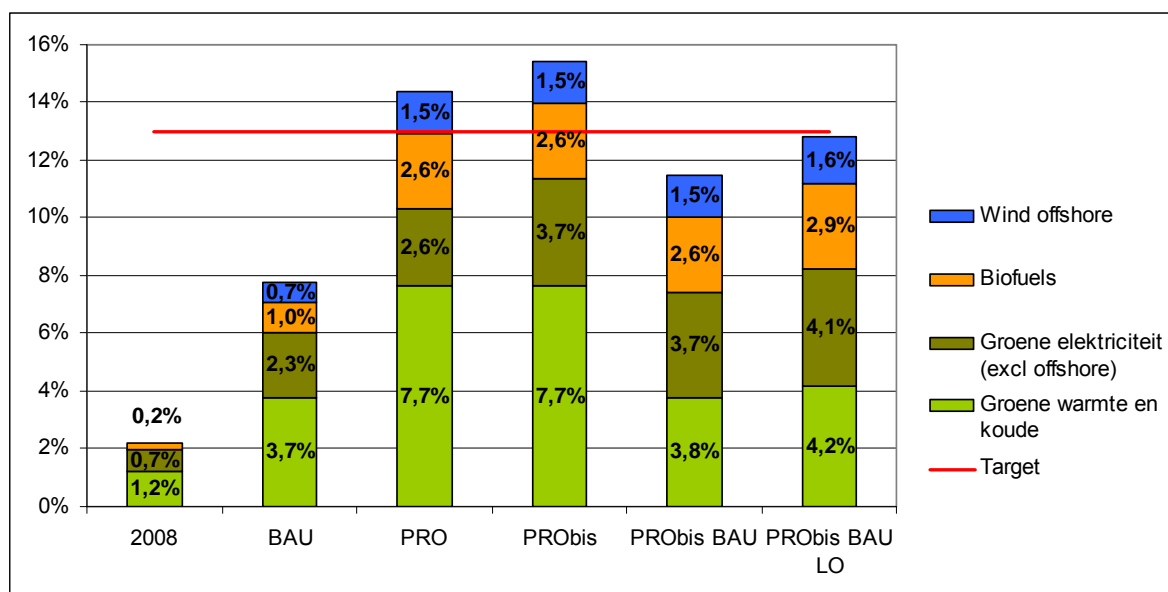
Bron: VITO (2009b)

In figuur 75 zijn de aandelen van hernieuwbare energie uitgedrukt t.o.v. het totaal bruto finaal energieverbruik. Net zoals het BAU-scenario is het PRO-scenario bottom-up opgebouwd. Er is geen afweging gebeurd tussen de energievectoren warmte, elektriciteit en transport. Wel is er binnen de gehanteerde randvoorwaarden een sommatie gemaakt van economische potentiëlen tot 2020.

<sup>121</sup> In VITO 2009b werd, naar analogie met de Milieuverkenning 2030, theoretisch 60 % van de stroomopbrengst uit offshore windturbines aan Vlaanderen toegekend.

<sup>122</sup> Betreft louter biobrandstoffen (vnl. biodiesel en bio-ethanol). In VITO 2009b werd nog geen rekening gehouden met elektrische voertuigen omdat op het moment van de analyse de EU-richtlijn nog niet definitief was. Het feit dat groene stroom mocht meegerekend worden is pas op het einde van de procedure in de richtlijn gekomen. Het meetellen van het elektrisch gedeelte zou echter de cijfers tot 2020 weinig beïnvloeden, gezien de elektrificatie tegen dan beperkt zal zijn, dit blijkt ondertussen ook uit recentere analyses. Bovendien sluit de EU-richtlijn dubbeltellingen uit: voor toetsing aan de totaaldoelstelling (13 % in 2020) want wat al verrekend is bij groene stroom mag je niet meer tellen voor transport en omgekeerd.

Figuur 75: Aandeel hernieuwbare energievectoren in eindtotaal in 2020



Bron: VITO (2009b)

Het feit dat de studie met een bottom-up oefening ongeveer uitkomt op de overkoepelende doelstelling van 13 % betekent dat er weinig ruimte is om opties uit te sluiten om de doelstelling te halen. Een afwijking is mogelijk van de verdeling in het PRO-scenario indien er meer bijstook gebeurt in de centrale elektriciteitsproductie. Het scenario PRO-bis laat zien dat op die manier 22 % van de elektriciteit groen kan geproduceerd worden. Een alternatief is het verhogen van de biobrandstoffen in de mix van transportbrandstoffen. Voor groene warmte is een verdere toename dan voorgesteld in het PRO scenario voor 2020 echter minder evident.

#### 9.4.2.3 Studie National Renewable Energy Source Industry Roadmap Belgium, Edora –ODE studie (februari 2010)

In deze studie wordt aangetoond dat 16 tot 18 % van de bruto energievraag in België uit hernieuwbare energiebronnen kan komen tegen 2020. De studie geeft ook details over de verdeling van deze inspanning in de periode tot 2020 en opgesplitst per hernieuwbare energietechnologie. Ze somt ook de maatregelen op die op korte termijn genomen moeten worden om deze doelstellingen te bereiken.

De studie van EDORA baseert zich enerzijds op de Europese modellen voor het energiegebruik en het potentieel voor hernieuwbare energie, en anderzijds op de recente groeitrends die noodzakelijk zijn voor de ontwikkeling van de verschillende hernieuwbare energietechnologieën van nu tot 2020. De voorgestelde scenario's worden gekoppeld aan de vereiste maatregelen die de Belgische en gewestelijke overheden snel zouden moeten nemen om de 13 % doelstelling te realiseren.

Naargelang het gekozen scenario voor de energievraag – respectievelijk een scenario met gemiddelde energievraag en een scenario met lage energievraag – kan 16 tot 18 % van het totale energiegebruik in 2020 gedekt worden door hernieuwbare energiebronnen. Tegen 2020 zou het aandeel<sup>123</sup> van groene stroom in België kunnen stijgen tot circa 28 %, terwijl groene warmte 14 à 17 % van de warmtevraag kan dekken. En 8 à 9 % van het energiegebruik voor transport kan uit biobrandstoffen<sup>124</sup> komen. Voor alle sectoren in totaal levert bio-energie de grootste bijdrage (59 %), gevolgd door windenergie (24 %) en zonne-energie (8 %).

<sup>123</sup> De resultaten van de EDORA-studie zijn enkel beschikbaar onder de vorm van een Powerpoint-presentatie. Daaruit is niet nadrukkelijk op te maken of dit aandeel slaat op de stroomproductie binnen België of (zoals de EU-richtlijn beoogt) in het bruto finaal elektriciteitsgebruik. Maar aangezien de studie werd opgesteld in het teken van de EU-richtlijn, kan men veronderstellen dat dit wel degelijk het aandeel in het bruto finaal elektriciteitsgebruik betreft.

<sup>124</sup> De EDORA-studie geeft niet aan of dit afkomstig is van enkel in België geteelde gewassen e.d., of mits (ten dele) bijmenging na invoer. Uit de berekeningen van VITO (2009b) blijkt dat dit niet enkel uit lokale biomassa kan komen.



## 9.5 Duurzaamheidsaspecten

### 9.5.1 Ecologische-aspecten

#### 9.5.1.1 Wetgeving

In de aanloop van de definitieve goedkeuring van de Europese Richtlijn 2009/EC/28 woedde er op alle fronten een felle discussie of biobrandstoffen effectief het gewenste milieu-effect hebben dat ze beweren te hebben. Als reactie op deze kritieken heeft de Europese Commissie actie ondernomen en verplichte duurzaamheidscriteria opgenomen in deze richtlijn.

*Biobrandstoffen voor transport en biovloeistoffen* moeten voldoen aan de opgelegde duurzaamheidscriteria of ze mogen niet meegeteld worden in het totaal van hernieuwbare energie, ook mogen de lidstaten op geen enkele manier steun verlenen aan biobrandstoffen en vloeibare biomassa die niet voldoen aan de opgelegde criteria.

De criteria waaraan vanaf 1 januari 2011 dienen te worden voldaan, zijn de volgende:

- de broeikasgasemissiereductie<sup>125</sup> ten gevolge van het gebruik van biobrandstoffen en vloeibare biomassa dient minimum 35 % te besparen t.o.v. fossiele transportbrandstof. Dit verhoogt tot 60 % in 2017;
- de teelt mag niet gebeuren op land met een hoge biodiversiteit;
- de teelt mag niet gebeuren op land met een hoog koolstofgehalte;
- de teelt mag geen landsverandering te weeg brengen;

De verschillende lidstaten waaronder ook België op federaal niveau voor de biobrandstoffen (federale bevoegdheid) als de gewestelijk niveau voor de biovloeistoffen (gewestelijke bevoegdheid) zijn dit aan het uitwerken in nationale en regionale wetgeving. Hoe de verplichte criteria in de praktijk zullen worden geïmplementeerd, is nog wat afwachten. In de recentste communicatie van de Europese commissie zijn hierover al aanwijzingen gegeven dat officiële auditrapporten zullen moeten voorzien worden. In theorie dient dit te gebeuren vanaf 1 januari 2011. De praktijk valt verder af te wachten.

Voor *vaste biomassa en gasvormige biomassa* zijn er momenteel door Europa geen verplichte criteria vooropgesteld. In een communicatie van februari 2010 stelt Europa dat ze momenteel niet de nood ziet om ook verplichte criteria in te voeren voor vaste en gasvormige biomassa, maar raadt ze lidstaten, die het wenselijk vinden criteria in te voeren, aan om dit gezamenlijk te doen en gebaseerd op de criteria voor biobrandstoffen voor transport en biovloeistoffen. In deze communicatie doet de Europese Commissie ook een voorstel tot criteria, maar weliswaar niet verplicht.

#### 9.5.1.2 Inventarisatie en potentieel biomassa

In het kader van analyses, potentieelberekeningen voor de hernieuwbare energiedoelstellingen en om bijsturingen te kunnen doen, zijn correcte en duidelijke gegevens van de biomassastromen onontbeerlijk.

De biomassa-inventarisatie en de inschatting van wat daarvan potentieel beschikbaar is voor energetische valorisatie, blijft een permanente opdracht. Een gedetailleerde registratie van de hoeveelheden en bestemmingen vergt een extra inspanning van alle betrokken sectoren en overheden. Tot nu toe gebeurt dit nog niet overal op een even efficiënte en coherente manier. De OVAM stelt voor om een meerjarig stimuleringskader uit te bouwen waarbinnen alle betrokken overheidsagentschappen gestimuleerd worden om enerzijds de biomassa(afval)stromen systematisch in kaart te brengen, en anderzijds deze stromen ook in te zamelen en via geïntegreerde energieconversieprojecten te gaan verwerken op een duurzame wijze. De betrokken agentschappen hebben als overheid een voorbeeldfunctie zowel op het gebied van selectieve inzameling van alle onbenutte biomassastromen als op het gebied van geïntegreerde verwerking ervan. Momenteel is het systeem van groenestroomcertificaten de voornaamste stimulans voor inzameling en verwerking van biomassa voor energietoepassingen.

<sup>125</sup> De broeikasgasemissiereductie wordt berekend volgens een vastgelegde formule in Bijlage V van de richtlijn 2009/28/EG.

Aangezien de Europese Commissie wenst dat onder meer in het kader van de nieuwe richtlijn hernieuwbare energie de lidstaten over meer nauwkeurige cijfers beschikken, en hiervoor middelen ter beschikking stelt, is het wenselijk dat dit ook verder uitgewerkt wordt, zoals bijvoorbeeld een financiële stimulans voor de deelnemende partners om een goede inschatting te maken van het potentieel biomassa en van het haalbare potentieel voor energetische valorisatie (zoals reeds in Nederland gebeurt).

Een inschatting van de potentiële energie voor 2020 blijft een hypothetische benadering waarbij zoveel mogelijk rekening gehouden wordt met reële cijfers en het evenwicht tussen materialenbeleid en energiebeleid. De situatie kan dus nog wijzigen. Voor de inschatting in tabel 40 is ervan uitgegaan dat alle potentiële biomassastromen maximaal zullen ingezet worden en alle verwerkingsinstallaties die midden 2010 nog in aanvraag zijn, op hun maximale vergunde capaciteit zullen werken.

Voor sommige stromen zullen extra inspanningen nodig zijn voor de realisatie van een selectieve inzameling en een 100 % verwerking (bijvoorbeeld maaisel zou voor 100 % geogst kunnen worden en 100 % vergist). Bovendien moet er ook rekening gehouden worden met allerlei andere factoren zoals de het elektrisch rendement van de bestaande installaties. Er zit zit ook nog een groot bijkomend energetisch potentieel in de valorisatie van de (rest)warmte die nu nog vrijkomt bij zowel de verbrandings- als de vergistingsinstallaties. Ook behoud van de bestaande stimuli aangevuld met bijkomende financiële ondersteuning is nodig om het potentieel voor energetische valorisatie uit binnenlandse biomassa volledig te benutten. In tabel 40 worden de verschillende biomassa(afval)stromen samengevat, waarbij de totale hoeveelheden en de energetische bijdrage worden weergegeven voor 2008, maar ook een inschatting van potentieel hernieuwbare energie naar 2020 toe. Ter aanvulling werd ook de energetische bijdrage door verbranding van houtpellets toegevoegd (onder meer import vanuit Canada voorzien tegen 2011). Deze inschatting blijft een vrij hypothetische benadering op basis van de beperkte cijfers die momenteel beschikbaar zijn.

Tabel 40: Overzicht van de verschillende biomassa(afval)stromen met hun hoeveelheden beschikbaar voor recyclage en energetische valorisatie (Vlaanderen, 2008; gemarkeerd = extra inspanningen tegen 2020)

Biomassareststromen	Situatie 2008				Potentieel 2020			
	Ton	aandeel HE %	Energie GJ/ton	Energie TJ	Ton	aandeel HE %	Energie GJ/ton	Energie TJ
Vergisting mest-oba								
oba + sec grondstoffen	253 280		4,7	1190	1 333 265		4,7	6266
mest	104 665		0,5	52	664 000		0,5	332
energieleelten	18 935		4,7	89	155 935		4,7	733
<b>Totaal co-vergisting<sup>1</sup></b>				<b>1331</b>	<b>2 153 200</b>			<b>7331</b>
Groenafval bedrijven	280 756			0	280 756	15 % VB <sup>2</sup>	9	379
Groenafval huishoudens	519 934			0	519 934	15 % VB	9	702
gft-afval	95 949		1	94	283 762	100 % voor-vergisting	2,6	738
<b>Totaal gft-groenafval</b>				<b>94</b>				<b>1819</b>
Slib Verbranding (tds)	161 739		9,5 – 10,5	1142	161 739		9,5 - 10,45	1142
Slib RWZI Vergisting (tds)	54 312			16,9	135 204	100 % <sup>3</sup> voorvergist		42,1
Anaërobe waterzuivering				231				231
<b>Totaal Slibs<sup>4</sup></b>				<b>1390</b>				<b>1415</b>
Org-biol HA	833 029	41,08	10	3422	833 029	47,78	10,5	4179
Org-biol BA								
restafval	381 402	41,08	10	1567		47,78	10,5	1913
SLECO ander slib	40 576	31	2,5	31		31	2,5	31
SLECO HCA	315 929	31	15	1469		31	15	1469
Electrawinds					180.000	min. 31 <sup>1</sup>	15	837

<sup>1</sup> Inschatting energetische potentiële bij vergistingsinstallaties gebaseerd op maximale productie van totaal vergunde capaciteit tot medio 2009

<sup>2</sup> Hypothetisch 15 % (nodige beleidsmaatregelen moeten nog genomen worden)

<sup>3</sup> In praktijk niet haalbaar met huidige installaties

<sup>4</sup> Potentieel uit vergisting van voedingslibs (214,2 TJ/jaar) en is hierbij niet in rekening gebracht, in de veronderstelling dat deze stroom zal verwerkt worden in de toekomstige co-vergistingsinstallaties



Stora2					250.000	50 % hout-afval	100		15	1875
						50 % HCA	min. 31 <sup>2</sup>		15	581
<b>Totaal oba restafval<sup>3</sup></b>					<b>6489</b>					<b>10 831</b>
Stortgas <sup>4</sup>	29 112 868 m <sup>3</sup>	40,6 % CH4	0,018	771						63
Bermmaaisel					160 958			100 % vergisting	2	322
Oliën en vetten										
GFVO	1717		39	67	18 210				39	710
Dierlijke vetten cat 1 & 2	21 951		39	856	21 951					856
Diermeel cat 1 & 2	export				62 106				17	1056
Dierlijke vetten cat 3	618		39	24	34 000			Quotum 35 %	39	1357
<b>Totaal Oliën en Vetten</b>				<b>956</b>						<b>3979</b>
Houtafval	474 000		15	7110	474 000				15	7110
Olijfpulp	49 055			642						642
<b>TOTAALBIOMASSA-AFVALSTROMEN</b>				<b>18 783 TJ</b>						<b>33 566 TJ</b>
<b>Aandeel oba uit Vlaanderen tov PRO2020<sup>5</sup></b>				<b>15,4%</b>						<b>27,6 %</b>
<b>Andere biomassastromen</b>								<b>Andere theoretische potentiëlen</b>		
Hout particulieren	251 400		15	3771	251 400				15	3771
KOH	2 ha		216 GJ/ha	0,4	10 000 ha				216 GJ/ha	2160

<sup>1</sup> Aandeel HE in brandbaar bedrijfsafvalstroom is niet gekend, staat in functie van welke stroom wordt ingezet (aanzet minimaal 31%)

<sup>2</sup> Aandeel HE in brandbaar bedrijfsafvalstroom is niet gekend, staat in functie van welke stroom wordt ingezet (aanzet minimaal 31%)

<sup>3</sup> Aan toe te voegen als potentieel: upgrade van rendement afvalverbrandingsinstallaties (tegen 2020 zullen oude installaties vervangen zijn door nieuwe installaties met optimaal energisch rendement)

<sup>4</sup> bron: Vito-rapport Inventarisatie duurzame energie (2009) en OVAM

<sup>5</sup> PRO-Scenario uit VITO 2009: "Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020" (totaal 121 634 TJ)

Energiemaais	316 ha		281 GJ/ha	89	30 000 ha				281 GJ/ha	8424
Graan					10 000 ha				141 GJ/ha	1411
Koolzaad	165 ha		58 GJ/ha	10						
Reststromen uit land- en tuinbouw (vergisting) (tds)	-			-	366 953				9,6	3512
<b>Totaal aandeel potentieel oba + andere biomassa uit Vlaanderen tov PRO2020</b>				<b>22 653 TJ of 18,6 %</b>						<b>52 844 TJ of 43,5 %</b>
Import houtpellets	400 000		18	7200 TJ	809 000				18	14 652 TJ
<b>Totaal aandeel potentieel inclusief houtpellets tov PRO2020</b>				<b>29 853 TJ of 24,5 %</b>						<b>67 406 TJ of 55,4 %</b>

<sup>1</sup> Volgens het PRO-Scenario uit VITO 2009: "Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020", zal er tegen 2020 121.634 TJ biomassa beschikbaar moeten zijn indien we het potentieel van het PRO-scenario willen realiseren.

Bron: OVAM (2010)

## 9.5.2 Sociale aspecten

Momenteel zitten in de Europese verplichte duurzaamheidscriteria nog geen sociale aspecten. De Europese Commissie bestudeert dit nog verder om te komen tot mogelijke verplichte duurzaamheidscriteria. Belangrijk is de communicatie hierrond door de EC. Een nieuwe communicatie is gepland voor eind 2011.

Wanneer door biobrandstofproductie de lokale voedselproductie of drinkwatervoorziening wordt ondermijnd, is er geenszins sprake van een duurzame oplossing. Daarnaast kunnen ook sociale problemen voortvloeien bij de teelt van energiegewassen, vooral omwille van ongelijke verdeling van landrechten. Deze elementen dienen dan ook te worden opgenomen in het certificeringssysteem voor biobrandstofproductie teneinde een sociale duurzame productie te bewerkstelligen.

Anderzijds kunnen energiegewassen ook bijdragen tot de bestrijding van rurale armoede en energiearmoede in ontwikkelingslanden, zo bewijzen succesvolle projecten met Jathropa in Haïti en Mali (Hunt, 2007).

## 9.5.3 Economische aspecten

### 9.5.3.1 MIRA 2009: Energie en klimaatscenario's voor de sectoren energie en industrie

Naarmate energietechnieken meer doorgang vinden en verder onderzoek leidt tot hogere rendementen daalt de productiekost van energietechnieken. Tabel 41 geeft een overzicht van de kostencurves (met inbegrip van het 'leereffect') voor stroomproductie die gebruikt werden bij de doorrekeningen van energie- en klimaatscenario's voor de sectoren energie en industrie in de Milieuverkenning 2030 (MIRA, 2009). Deze curves zijn overgenomen uit het Belgische Markal/Times-model (Nijs et al., 2006) dat de KULeuven samen met VITO ontwikkeld heeft, waarin wordt gewerkt met PRIMES-prijzen voor de elektriciteitssector.

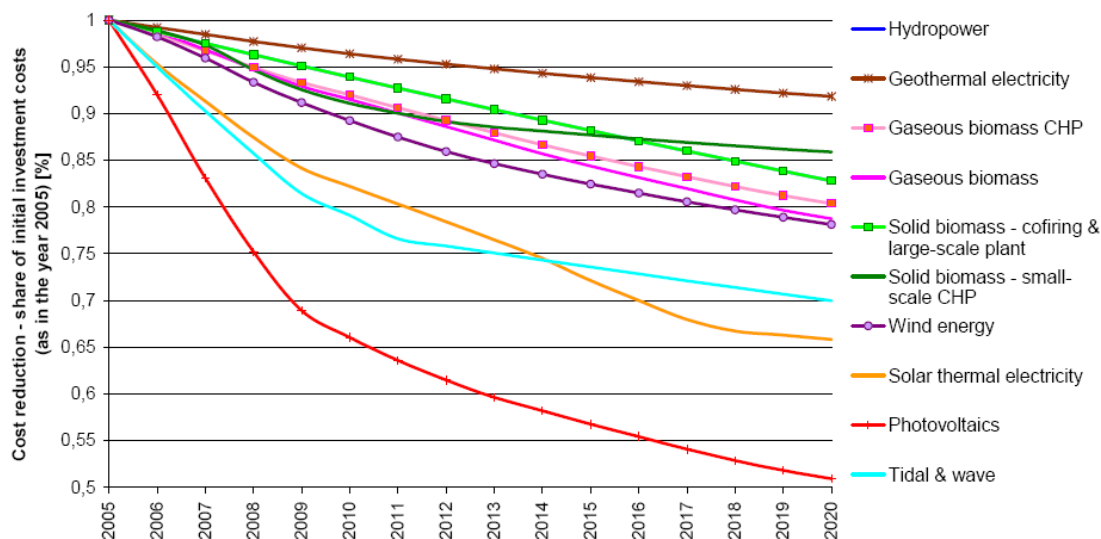
Tabel 41: Investeringskosten elektriciteitssector (€/kW) inclusief het effect van de leercurves.

Process	2005	2010	2020	2030
Nucleair 3 <sup>de</sup> generatie	2 212	2 127	2 019	1 961
Conventionele kolencentrale	1 262	1 229	1 186	1 161
Ultra superkritische kolencentrale		1 244	1 155	1 111
Ultra superkritische kolencentrale met CO <sub>2</sub> -captatie		2 142	1 893	1 783
Groene WKK turbine	1 775	1 590	1 388	1 301
Conventionele gasturbine	359	349	336	328
Nieuwe STEG turbine	486	477	466	458
Nieuwe STEG turbine met CO <sub>2</sub> -captatie		822	762	732
Fotovoltaïsch bedrijfspanelen	2 455	1 782	1 187	997
Fotovoltaïsch residentieel panelen	3 148	2 285	1 521	1 278
Wind Offshore 1.Close	1 733	1 682	1 616	1 578
Wind Offshore 2.Medium	1 955	1 904	1 838	1 800
Wind Offshore 3.Far	2 844	2 793	2 727	2 689
Wind Onshore	963	934	898	877

Bron: Markal/Times België

De leercurves voor hernieuwbare stroomproductie in tabel 41 komen komen, afhankelijk van de technologie, vrij goed overeen met de curves uit de Europese Green-X studie die gebruikt werden voor de EU Impact Assessment, Renewable Energy Road Map (COMMUNITIES, 2007) (figuur 76).

Figuur 76: Geschatte leercurve voor hernieuwbare energieproductie door Green-X



Bron: Green-X balanced scenario (COMMUNITIES, 2007)

Voor WKK worden in het Markal/Times model (Nijs et al., 2006) geen leercurves gebruikt. De Green-X leercurves geven wel een schatting voor groene WKK en kleine WKK op vaste biomassa. Kleine WKK's op vaste biomassa zijn niet direct een optie voor de industriële sectoren die met het Milieukostenmodel gemodelleerd werden voor de Milieuverkenning 2030. Voor groene WKK werd ook in de Markal/Times-studie een dalende investeringskost gehanteerd.

### 9.5.3.2 Overige projecten

## BIOSES

Tussen 2007 en 2010 liep het project BIOSES, de opvolger van *LIBIOFUELS* aan de VITO, de VUB, de UCL. Deze studie analyseert de impact van verschillende marktintroductie-scenario's van biobrandstoffen in het Belgische transportsysteem voor de jaren 2010, 2020 en 2030. Het project definieert daarnaast ook de praktische haalbaarheid en ecologische, socio-economische en macro-economische impact gebaseerd op up-to-date data. Bijkomend wil dit project een draaiboek creëren voor de introductie van biobrandstoffen in België, waarbij technische en wetgevende noden op korte, midden en lange termijn worden geïdentificeerd. Meer informatie is te vinden op <http://www.vito.be/bioses/index.htm>.

## TEXBIAG

TEXBIAG is een twinproject dat loopt naast BIOSES. Dit project liep van december 2006 tot 2010. Partners zijn CRA-W, VUB, KUL, FUNDP. Het doel van dit project is om een actuele en significante bijdrage van bioenergie uit de landbouw, inkomen van landbouwers en plattelandontwikkeling, het verzekeren en diversifiëren van energiezekerheid en de mitigatie van broeikasgassen te evalueren. Hiertoe worden 3 specifieke tools ontwikkeld:

- 1) Een database met primaire kwantitatieve data gerelateerd aan milieu en socio-economische impact van bio-energie in de landbouwsector, geïntegreerd in de totale biomassa-logistiek;
- 2) Een mathematisch model dat bioënergie-externaliteiten van de landbouw monetariseert;
- 3) Een voorspellingstool die de impact van beleidsbeslissingen evalueert in het raamwerk van de ontwikkeling van bioënergie uit de landbouw in verschillende sectoren (energie, landbouw, industrie en milieu)

Meer informatie is te vinden op <http://www.texbiag.be>

### **9.6 Productie van elektriciteit en warmte d.m.v. warmtekrachtkoppeling (WKK)**

Op plaatsen met een voldoende continue lokale warmtevraag<sup>126</sup> kan men kiezen voor warmtekrachtkoppeling (WKK): de gezamenlijke productie van warmte en kracht (electriciteit). Door gebruik te maken van deze gecombineerde productietechniek kan men een aanzienlijke brandstofbesparing (en bijhorende emissiereductie) realiseren t.o.v. de conventionele gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte en beperkt men bovendien de net(werk)verliezen.

#### **9.6.1 Doelstellingen en potentieel van WKK**

Warmtekrachtkoppeling (WKK) won in het midden van de jaren negentig aan belangstelling. Internationaal stond een beleid op stapel om klimaatverandering te lijf te gaan en om antropogene CO<sub>2</sub>-emissies te reduceren. Warmtekrachtkoppeling werd daarin algemeen erkend als een efficiënte elektriciteitsopwekkingstechniek. De verdere ontwikkeling van warmtekrachtkoppeling maakt sindsdien een vast onderdeel uit van het klimaatbeleid, zowel op internationaal als lokaal niveau.

Regering Dewael I – Somers (1999-2004) was de eerste Vlaamse regering die een doelstelling voor WKK formuleerde: in het Vlaamse Gewest moest tegen 2005 bijkomend 1 200 MW<sub>e</sub> geplaatst worden t.o.v. de 200 MW<sub>e</sub> die reeds in 1995 opgesteld stond. Daarmee wilde deze regering verder gaan dan het Nationaal Uitrustingsplan, dat voor 1995-2005 voor gans België 1 500 MW<sub>e</sub> aan bijkomend vermogen voorzag. De achterliggende bedoeling was om voor 2005 het grootste deel van het marktpotentieel, dat in 1997 op 1 600 MW<sub>e</sub> was geschat, effectief te realiseren.

Bij het uitwerken van het eerste Vlaams Klimaatbeleidsplan in 2002 werd deze doelstelling aangepast tot "... de realisatie van het economisch potentieel aan kwalitatieve WKK ten belope van 1 278 MW<sub>e</sub> in 2005 en 1 832 MW<sub>e</sub> in 2012. Dit is 295 respectievelijk 849 MW<sub>e</sub> meer dan het vermogen dat eind 2001 stond opgesteld." Ondertussen had immers de Vlaamse Regering een besluit uitgevaardigd dat kwaliteitseisen aan warmtekrachtinstallaties oplegde. In het Klimaatbeleidsplan is ook sprake van een eigen certificatiesysteem ter ondersteuning van warmtekrachtkoppeling naast het

<sup>126</sup> Voor het beoordelen van de haalbaarheid van WKK moet eerst de elektriciteits- en warmtevraag nauwkeurig in kaart worden gebracht. Vanuit energetisch oogpunt moet men WKK dimensioneren op warmtevraag en niet op elektriciteitsvraag, omdat men overtollige elektriciteit eenvoudig kan transporteren, daar waar overtollige warmte moet worden weggekoeld.

groenestroomcertificatensysteem. De decretale basis hiervoor werd midden 2003 gelegd in een aanpassing van het Elektriciteitsdecreet van 2000.

Regering Somers was ook verantwoordelijk voor de uitbouw van het ondersteuningssysteem aan warmtekrachtkoppeling. Een besluit ter zake werd op 5 maart 2004 genomen. Het WKK-besluit legt WKK-certificatenquota vast, die op hun beurt doelstellingen opleggen m.b.t. de primaire energiebesparing te bereiken door warmtekrachtkoppeling. Deze quota stijgen tot 2012 jaar op jaar om vanaf 2013 een constante energiebesparing door WKK voorop te stellen. Tenslotte was deze regering nog net getuige van de goedkeuring van de Europese richtlijn 2004/8/EG ter bevordering van warmtekrachtkoppeling.

Regering Leterme - Peeters I (2004-2009) gooide het over een andere boeg. Deze regering stelde zich in de Beleidsnota Energie en Natuurlijke Rijkdommen tot doel om tegen 2010 25 % van de in Vlaanderen geleverde elektriciteit opgewekt te hebben door het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling. Specifiek naar hernieuwbare energie uit windenergie, biomassa, zonne-energie vermeldt de Beleidsnota een streefcijfer van 6 %. Hieruit laat zich een impliciete doelstelling naar aandeel WKK-stroom in het totaal van de leveringen van 19 % afleiden.

Als vervolg op het WKK-besluit van 5 maart 2004, stelde de regering Leterme op 7 juli 2006 een nieuw WKK-besluit op. Dit werd op 6 oktober 2006 aangevuld met een ministieel besluit ter vastlegging van referentierendementen voor toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmtekrachtinstallaties opgesteld.

De huidige regering, Regering Peeters II (2009-2014), zet het beleid van de vorige regering inzake energie verder: "We nemen de nodige maatregelen om zowel de Europese als de decretale doelstellingen voor energie-efficiëntie, warmtekrachtkoppeling en hernieuwbare energie te realiseren." Met de decretale doelstelling inzake warmtekrachtkoppeling verwijst de regering naar het Elektriciteitsdecreet en het WKK-besluit waarin WKK-certificatenquota zijn opgenomen. In haar beleidsnota verleent de huidige regering haar volle steun aan WKK, zonder evenwel specifieke doelstellingen naar opgesteld vermogen of aandeel WKK-elektriciteit in haar regeerakkoord op te nemen".

In de al eerder aangehaalde studie 'Prognoses Hernieuwbare energie en WKK voor Vlaanderen 2020' wordt het potentieel voor op te stellen WKK-vermogen ingeschat zoals weergegeven in tabel 42 en figuur 77. T.o.v. het BAU-scenario is enkel bij de "groene WKK motoren" (in 2020: + 50 MW<sub>e</sub>), de gasturbines (eventueel met nageschakelde stoomturbine) (in 2020: + 280 MW<sub>e</sub>) en de turbines op hernieuwbare brandstoffen (in 2020: + 180 MW<sub>e</sub>) een verhoogde groei vast te stellen. Hun uitbreiding doet het totaal geïnstalleerd vermogen met ongeveer 100 MW<sub>e</sub> per jaar toenemen tussen 2010 en 2020.

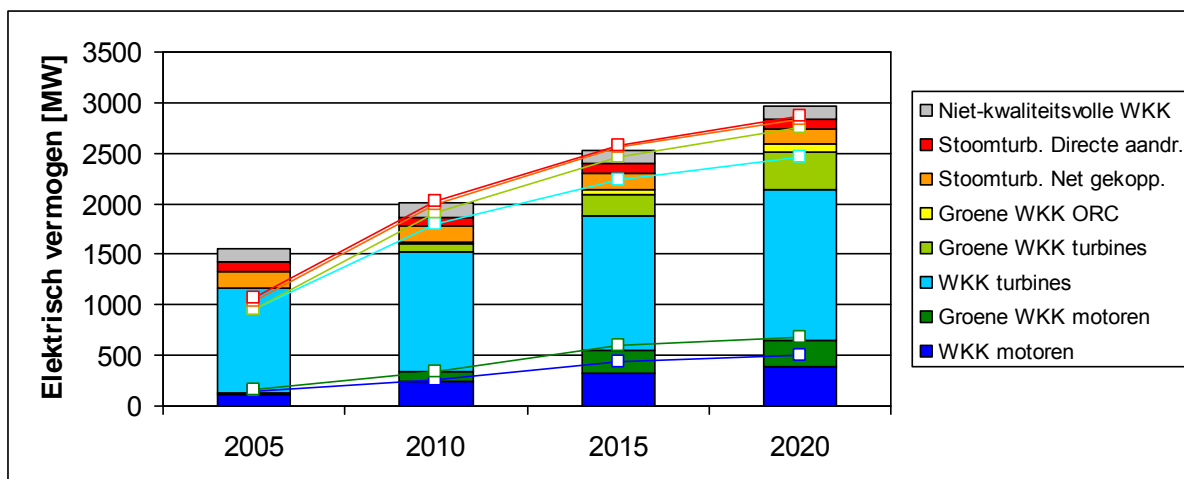
Tabel 42: Opgesteld WKK-vermogen in het PRO-scenario (Vlaanderen, 2005-2020)

(MW <sub>e</sub> )	2005	2010	2015	2020
WKK motoren	107	236	331	381
Groene WKK motoren	28	111	217	275
WKK turbines	1 027	1 175	1 335	1 485
Groene WKK turbines	10	75	215	365
Groene WKK ORC	0	20	40	80
Stoomturbines net g.	158	158	158	158
Stoomturbines dir. a.	95	95	95	95
Niet kwaliteitsvol	133	133	133	133
<b>Totaal</b>	<b>1 560</b>	<b>2 000</b>	<b>2 500</b>	<b>3 000</b>

Net g.: net gekoppeld – dir. a.: directe aandrijving

Bron: VITO (2009b)

Figuur 77: Opgesteld WKK-vermogen in het PRO-scenario (Vlaanderen, 2005-2020)



Balken: prognose in scenariostudie 2009 – Lijnen: prognose in scenariostudie 2005

Bron: VITO (2009b)

### 9.6.2 Evolutie van de productie van elektriciteit en warmte uit WKK

Voor 1990 plaatste men vooral (tegendruk)stoomturbines voor WKK-toepassingen (bijvoorbeeld in de voedingsindustrie). Na een sterke groei in de tweede helft van de jaren '90 – tussen 1995 en 1996 is het opgesteld vermogen quasi verdubbeld – viel de bouw van nieuwe WKK-installaties (gasturbines en motoren) nagenoeg stil (figuur 78). Van 2000 tot 2004 werden geen grote installaties (op basis van gasturbines) meer geïnstalleerd. Mogelijke verklaringen daarvoor zijn de liberalisering van de elektriciteitsmarkt met een ongunstige verhouding tussen brandstof- en elektriciteitsprijzen, een stijgende aardgasprijs, en het uitblijven van de invoering van WKK-certificaten (Cogen Vlaanderen, Wegwijzer 2004). De groei kwam enkel nog van kleine WKK-installaties op basis van motoren. Dit gebeurde waarschijnlijk onder invloed van de regeling voor groenestroomcertificaten, waarbij men als brandstof voor de motoren vooral biogas afkomstig van de vergisting van organisch materiaal gebruikt (Liekens, 2003). In 2005 werd een grote WKK-installatie met gasturbine en nageschakelde stoomturbine in bedrijf genomen door Zandvliet power in Antwerpen. Daardoor werd in 2005 terug een sterke groei gerealiseerd, die zich verderzet in 2006 en 2007. In 2007 is de stijging van het opgestelde vermogen voornamelijk te danken aan het aantal motoren in de land- en tuinbouwsector.

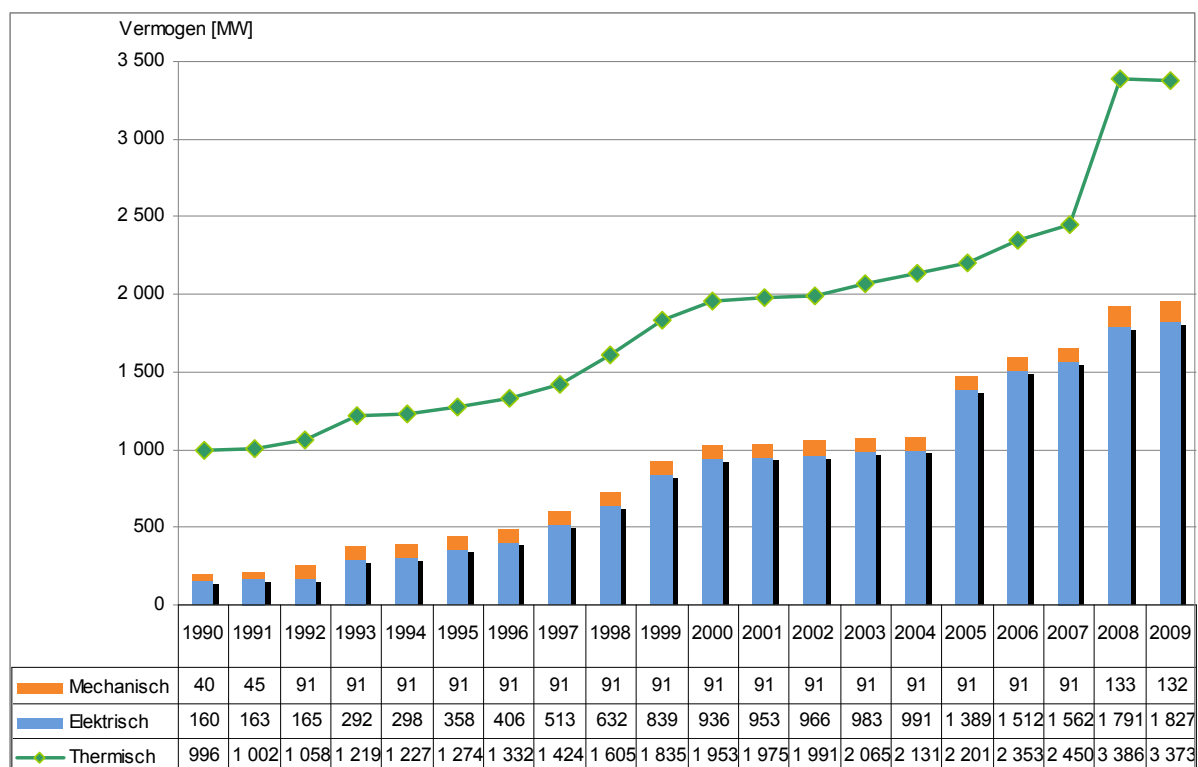
Het elektrisch/mechanisch vermogen is in 2008 met 290 MW gestegen; de tweede grootste stijging van het vermogen in één jaar in de WKK-geschiedenis van Vlaanderen. T.o.v. 2007 was dit een toename van 18 %. De groei situeerde zich vooral bij WKK's met gasturbines (+ 141 MW; + 42 %), met motoren (+99 MW; + 50 %) en met stoomturbines met directe aandrijving (+ 41 MW; + 42 %). Bij WKK's met motoren was de groei in 2008 ook weer in de tuinbouw zeer uitgesproken (+ 99 MW). Door de uitbreiding en de vervangingen van de twee laatste jaren is twee derde van het opgesteld vermogen jonger dan twee jaar.

In 2009 stabiliseert de markt zich terug. Het elektrisch/mechanisch vermogen in 2009 bedraagt 1 958 MW, dit is 35 MW (of 1,8 %) meer ten opzichte van 2008. In 2009 wordt, na jaren van stijging, de kaap van 1 000 TJ hernieuwbare WKK-elektriciteit overschreden. Ook hernieuwbare WKK-warmte zit in de lift.

Anno 2009 staat er in Vlaanderen:

- 1 959 MW<sub>elektrisch + mechanisch</sub> (opsplitsing 1 827 MW puur elektrisch en 132 MW mechanisch van de stoomturbines met directe aandrijving) en
- 3 373 MW<sub>thermisch</sub> opgesteld.

Figuur 78: Evolutie opgesteld elektrisch + mechanisch en thermisch WKK-vermogen (Vlaanderen, 1990-2009)



Bron: VITO (2010c)

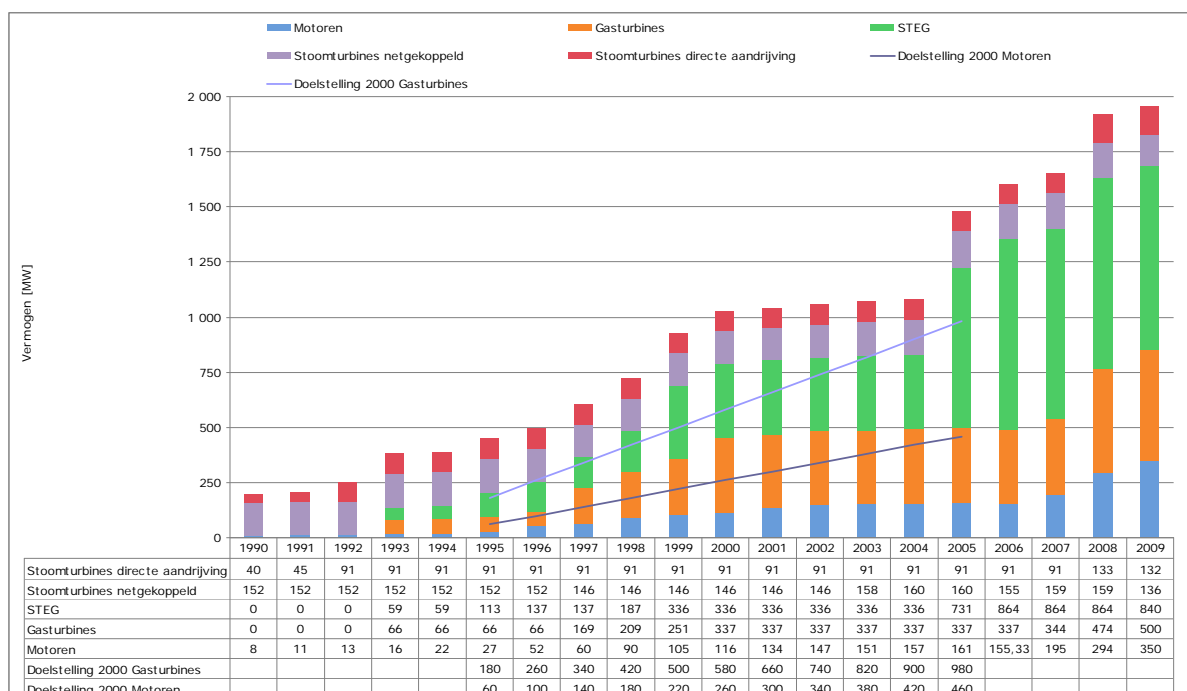
Het aantal WKK-toepassingen (sites waar WKK's staan opgesteld) steeg van 259 in 2008 naar 285 in 2009 en het aantal installaties zelf van 290 naar 386, uit figuur 79 zien we dat dit voornamelijk door een toename in motoren is.

Om de algemene tendens te verduidelijken, wordt het geïnstalleerd vermogen, en dan specifiek het geïnstalleerd elektrisch/mechanisch vermogen, opgesplitst:

- Per technologie,
- Per sector,
- Per efficiëntie.

We beginnen met de opsplitsing per technologie (figuur 79). Hier valt onmiddellijk de verdere toename van motoren op. In 2009 is het opgesteld elektrisch vermogen van WKK's met interne verbrandingsmotor met 56 MW toegenomen, in 2008 was de stijging nog 99 MW ten opzichte van 2007. Daarnaast is een lichte daling zichtbaar van het geïnstalleerd vermogen bij stoomturbines die toe te schrijven is aan de stopzetting van enkele installaties.

Figuur 79: Evolutie opgesteld elektrisch + mechanisch WKK-vermogen per technologie (Vlaanderen, 1990-2009)



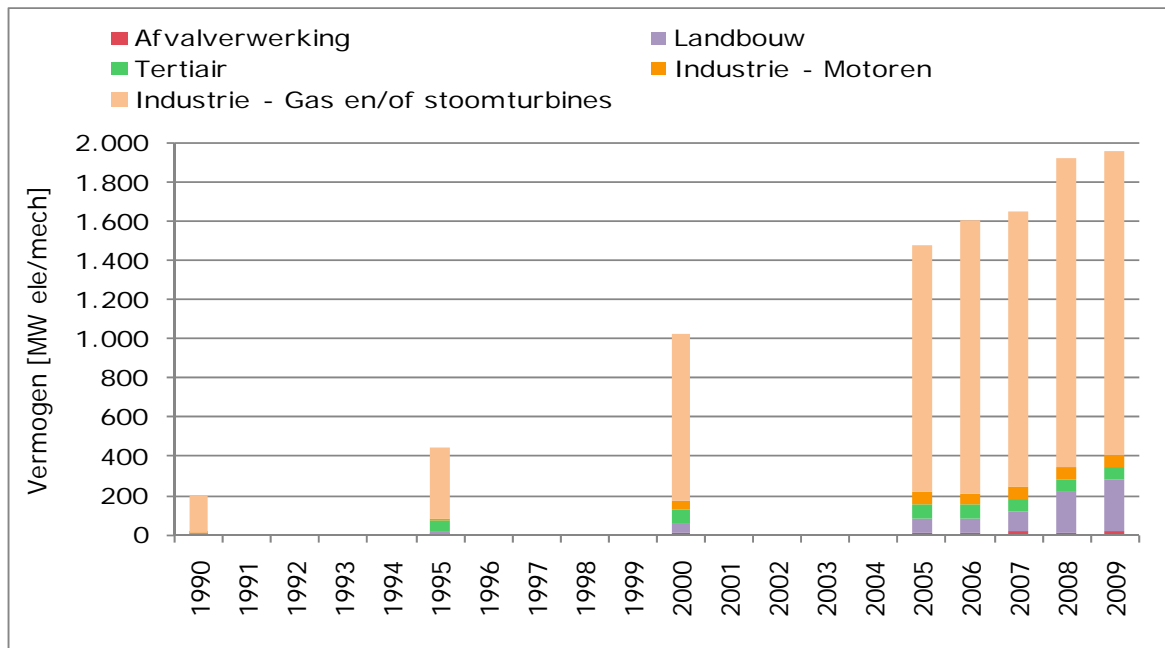
Bron: VITO (2010c)

Op figuur 79 is ook de allereerste doelstelling van 2000 inzake WKK opgenomen. Deze doelstelling hoopte op een verderzetting van de tendens van 1995-2000 t.e.m. 2005. Echter, tussen 2000-2004 stabiliseerde het opgesteld vermogen, waardoor deze doelstelling dreigde niet te worden gehaald. Door de aanzienlijke investeringen in 2005, zou ze dan toch zo goed als verwezenlijkt zijn.

Figuur 80 splitst het opgesteld vermogen van het WKK-park uit per sector. Volgende conclusies zijn eruit te trekken:

- De opvallende toename van het opgestelde vermogen in de landbouwsector is volledig toe te schrijven aan de toename van WKK's met interne verbrandingsmotor. In 2006 was het opgesteld vermogen in deze sector 73 MW<sub>e</sub>. De volgende jaren kende de sector telkens een toename van zijn geïnstalleerd vermogen, respectievelijk +33 MW<sub>e</sub> (2007), +99 MW<sub>e</sub> (2008) en +58 MW<sub>e</sub> (2009). Dit resulteert in een totaal opgesteld vermogen in de landbouwsector van 263 MW<sub>e</sub> eind 2009;
- WKK-installaties met motoren in de tertiaire sector kennen een lichte stijging van 64 MW<sub>e</sub> in 2008 naar 69 MW<sub>e</sub> in 2009. De STEG van SPE te Gent, die een stadsverwarmingsnet voedt, neemt met 54,3 MW<sub>e</sub> het hoofdaandeel in het tertiaire vermogen;
- Het opgesteld vermogen in de afvalverwerkende deelsector, waar biogas van waterzuiveringsinstallaties energetisch gevaloriseerd wordt, is met 15 MW<sub>e</sub> nauwelijks zichtbaar op de figuur;
- De industrie (in deze figuur uitzonderlijk met inbegrip van o.a. raffinaderijen) kent een lichte daling in 2009 van het opgesteld vermogen van zowel WKK's met interne verbrandingsmotor (-4 MW<sub>e</sub>) als gasturbines, STEG's en stoomturbines (-25 MW<sub>e</sub>) in vergelijking met 2008.

Figuur 80: Evolutie opgesteld elektrisch + mechanisch WKK-vermogen per sector (Vlaanderen, 1990, 1995, 2000, 2005-2009)

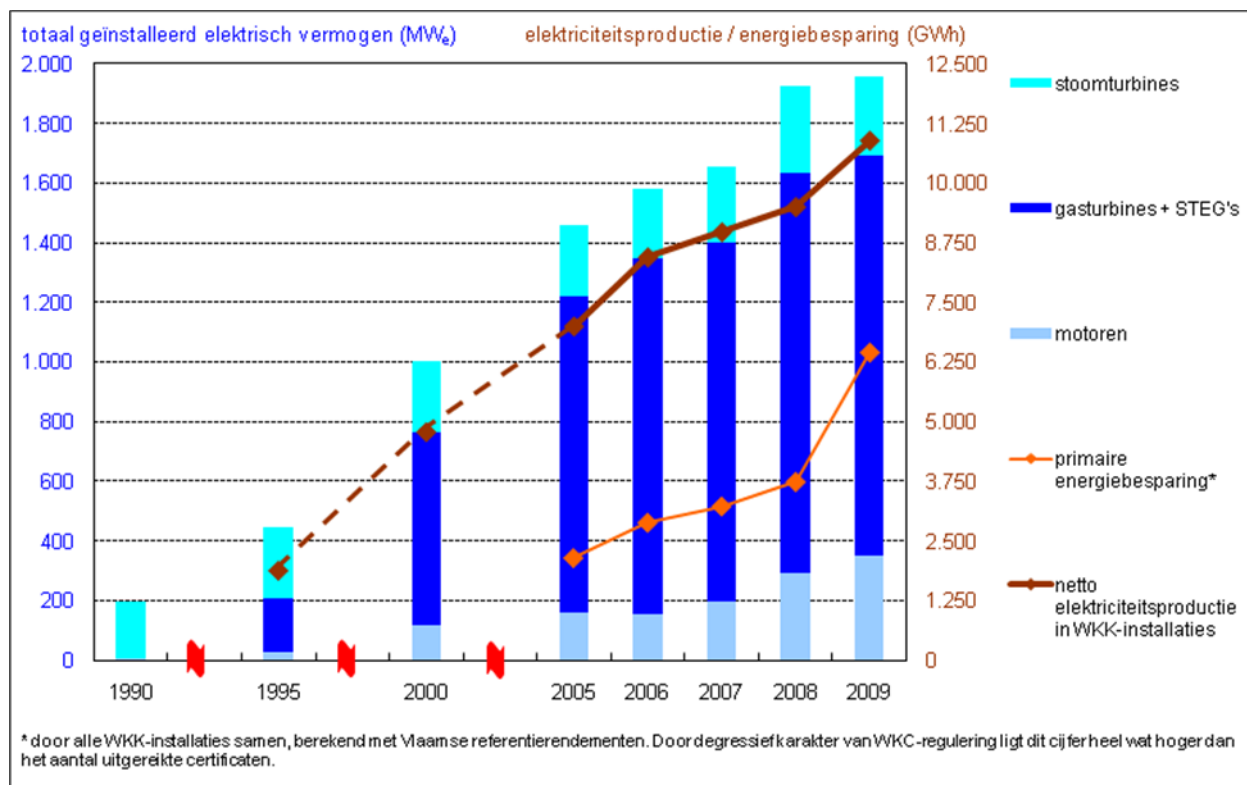


Bron: VITO (2010c)

Alle WKK-installaties samen produceerden in 2009 voor 10 889 GWh elektriciteit. Dat is goed voor 18,95 % van het bruto binnenlands elektriciteitsgebruik (BBEI). Mee geholpen door een daling van dat BBEI in 2009, wordt daarmee 1 jaar vroeger dan vooropgesteld de doelstelling benaderd die Vlaanderen zich heeft opgelegd: 19 % in de elektriciteitsleveringen afkomstig van WKK's.



**Figuur 81: Opgesteld vermogen, elektriciteitsproductie en energiebesparing in WKK's (Vlaanderen, 1990-2009)**



Bron: MIRA, op basis van Energiebalans Vlaanderen VITO en VREG

In België wordt 12,5 % van alle stroom opgewekt in WKK-installaties (cijfers voor 2007). Daarmee presteert ons land voor het eerst beter dan het Europees gemiddelde van 10,9 % (EU27), en doet het ook beter dan de meeste buurlanden. Uitzondering is Nederland dat met 30,1 % veel meer WKK's inzet.

### 9.6.3 Kwalitatieve WKK

#### 9.6.3.1 Op basis van kwaliteitseis WKK-certificaten

Tabel 43 geeft een overzicht van het aantal erkenningen als certificategerechtigd, dat de VREG gaf aan WKK-installaties (zie ook § 9.6.4), en het vermogen dat deze installaties vertegenwoordigen. Een van de criteria voor de erkenning is de kwaliteit van de WKKinstallatie (de relatieve primaire energiebesparing bedraagt minstens 0 % voor installaties met een elektrisch vermogen tot 1 MW<sub>e</sub>; voor grotere installaties bedraagt de relatieve primaire energiebesparing minstens 10 %).

Tabel 43: Aantal erkende productie-installaties dat in aanmerking komt voor de toekenning van warmtekrachtcertificaten en hun geïnstalleerd vermogen per technologie (Vlaanderen, 2006-2009)

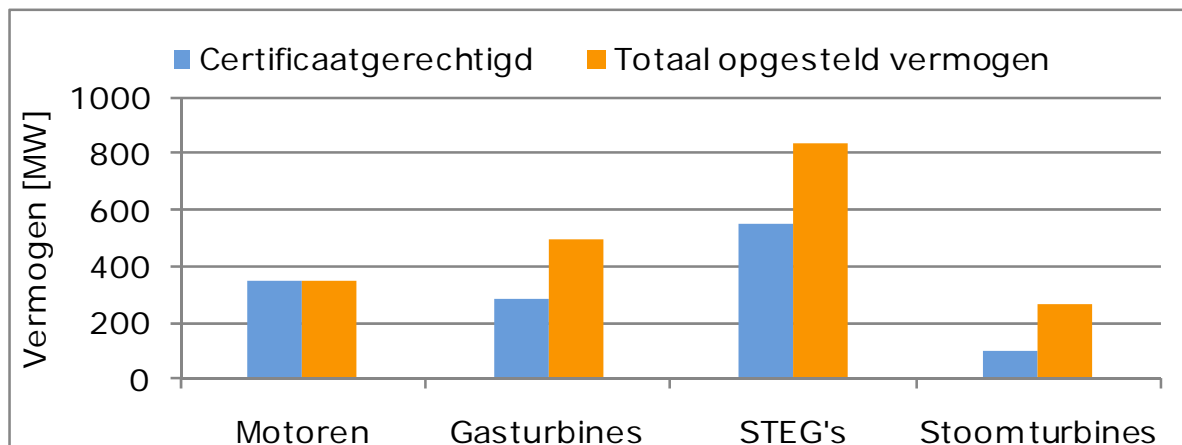
	2006		2007		2008		2009	
	[MW]	Aantal	[MW]	Aantal	[MW]	Aantal	[MW]	Aantal
Interne verbrandingsmotor	58,5	43	116,9	83	224,7	144	347,4	201
Stirlingmotor	0	1	0,003	1	0,003	2	0,006	2
Stoommachine	0	0	0	0	0,002	1	0,002	1
Gasturbine	141,0	2	151,0	4	151,0	4	288,2	6
STEG	60,0	1	60,0	1	551,9	3	551,9	3
Tegendrukstoomturbine	38,0	4	41,7	5	74,8	7	74,8	7
Aftapcondensatieturbine	0	0	0	0	27,7	1	27,7	1
<b>TOTAAL</b>	<b>297,5</b>	<b>51</b>	<b>369,6</b>	<b>94</b>	<b>1030,1</b>	<b>162</b>	<b>1290,1</b>	<b>221</b>
Aandeel certificaat-gerechtigd vermogen	19%		22%		54%		66%	

Bron: VREG

Het aandeel certificaatgerechtigd vermogen in het totaal opgesteld vermogen neemt jaarlijks toe. In 2006 was slechts 19 % (297,5 MW van 1 603 MW) van de WKK-installaties in Vlaanderen certificaatgerechtigd, in 2009 is dat reeds 66 % (1 290,1 MW van 1959 MW).

Volgens figuur 82 is het grootste aandeel van het certificaatgerechtigd vermogen in Vlaanderen afkomstig van STEG's (43 %), wat niet verwonderlijk is aangezien ze ook de familie met het grootste WKK-vermogen zijn. Opmerkelijk is dat 99 % van de motoren certificaatgerechtigd is, bij de stoomturbines is dit slechts 38 %.

Figuur 82: Vergelijking van het certificaatgerechtigd vermogen met het totaal opgesteld vermogen per technologie (Vlaanderen, 2009)



Bron: VREG

Op 10 december 2010 stemde de Vlaamse regering in met een 'ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009'. Dit ontwerp wordt nog voorgelegd aan het Vlaams Parlement. Het ontwerpdecreet bevat volgende elementen:

- Hogere quota inzake WKK vanaf inleveringsronde 2012:
  - 2012: 7,6 %;
  - 2013: 7 %;
  - 2014: 7,9 %;
  - 2015: 8,5 %;

- 2016: 9,2 %;
  - 2017: 9,8 %;
  - 2018-2021: 10,5 %.
- De quotumverplichting WKK zal ook worden opgelegd aan de toegangshouder op afnamepunten waar in het toegangsregister van de netbeheerder geen leverancier geregistreerd staat als toegangshouder.

Het WKK-Besluit is intussen geïntegreerd in het Energiebesluit van 19 november 2010. WKK komt aan bod in Titel VI, hoofdstuk II.

Erkenning als kwaliteitsvol of certificaatgerechtigd betekent nog niet dat de certificaten ook inwisselbaar zijn voor de inleververplichting van de elektriciteitsleveranciers. Hiertoe moet de installaties ook na 1/1/2002 in dienst zijn genomen of ingrijpend gewijzigd. In 2005 behoorden 3 installaties tot deze categorie, samen goed voor 232 MW<sub>e</sub>. Hun aantal steeg in 2007 en 2008, maar uit de jaarverslagen van de VREG is niet op te maken welk vermogen ze vertegenwoordigen. In 2009 werden 2 gasturbines nieuw in dienst genomen of ingrijpend gewijzigd.

### 9.6.3.2 Gebaseerd op totale rendementen

Figuur 83 geeft per technologie aan welk vermogen op jaarbasis een totaal rendement (elektriciteits- en warmteproductie samen t.o.v. de brandstofinput) haalt van minstens 80 % voor STEG's en aftapcondensatiestoomturbines en 75 % voor alle andere technologieën.

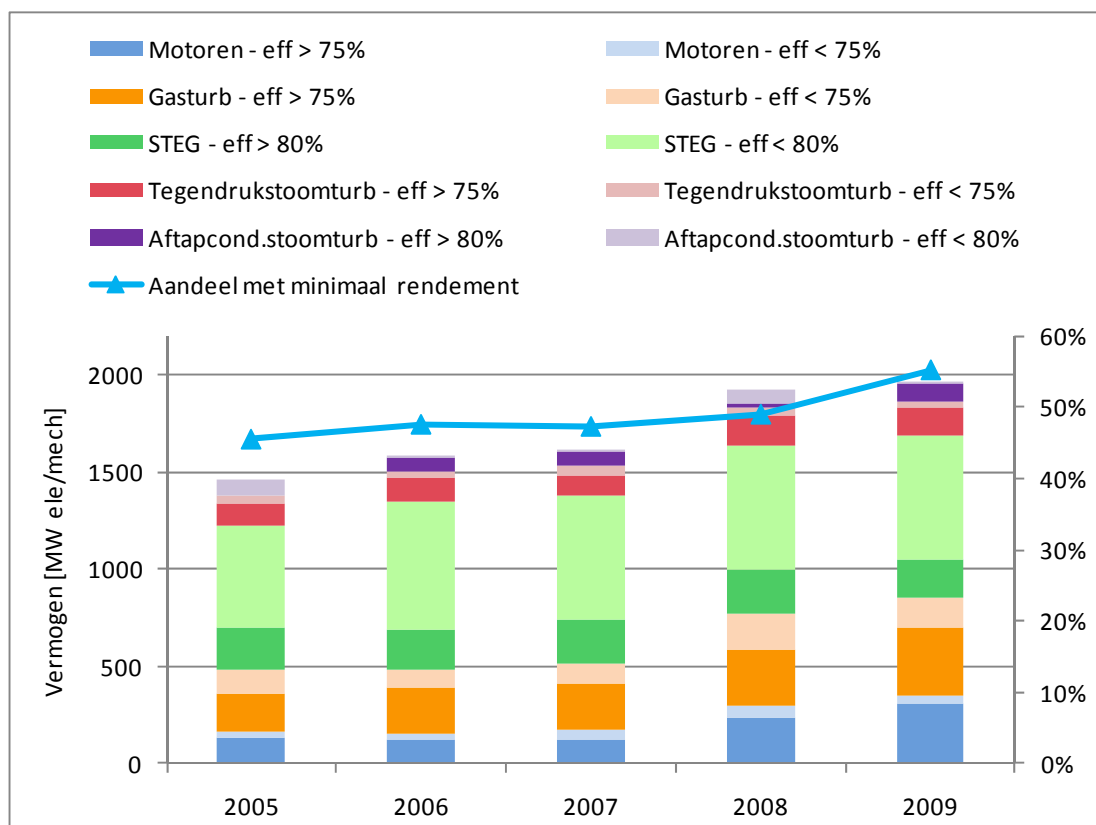
Globaal heeft in 2009 ongeveer 55 % van het geïnstalleerd vermogen aan WKK's een totaal rendement dat hoger is dan het minimum. Tussen de verschillende technologieën zijn echter wel grote verschillen merkbaar: 86 % van de motoren heeft een efficiëntie boven 75 %;

- bij tegendrukstoomturbines is dit 72 %;
- en bij gasturbines 57 %.
- 31 % van de STEG's heeft een efficiëntie hoger dan 80 %;
- en bij aftapcondensatiestoomturbines is dit 93 %.

De efficiëntie van WKK met interne verbrandingsmotor, met gasturbine en met tegendrukstoomturbine neemt met de jaren toe. De efficiëntie van STEG's en tegendrukstoomturbines is echter afgenomen in 2009 ten opzichte van 2008 (-14 % en -16 %). De efficiëntie van aftapcondensatiestoomturbines schommelt door de jaren heen rond 80 %. Deze evoluties zijn te wijten aan wijzigingen in de elektrische en thermische rendementen die berekend worden op basis van de brandstofinput en de geproduceerde elektriciteit en warmte.

Het is een andere manier om naar de kwaliteit van installaties te kijken. De kwaliteitsbepaling, die de VREG uitvoert, is eerder een momentopname. Deze methode kijkt naar de prestaties die door de respectievelijke WKK-installaties elk jaar opnieuw worden neergezet. Een installatie kan dan wel bij de aanvraag als certificaatgerechtigd zijn aanvaard, toch is het mogelijk dat het totale rendement op jaarbasis varieert en het ene jaar wel boven het vereiste minimum uitkomt en het andere jaar weer niet.

Figuur 83: Evolutie opgesteld elektrisch + mechanisch WKK-vermogen per technologie met totaal rendement boven 75 % of 80 % (Vlaanderen, 2005-2009)



Bron: VITO (2010c)

## 9.6.4 Warmtekrachtcertificaten (WKK-certificaten)

### 9.6.4.1 Het systeem van WKK-certificaten

Het besluit van de Vlaamse Regering van 07.07.2006 “ter bevordering van de elektriciteitsopwekking in kwalitatieve warmtekrachtinstallaties” (01.12.2006 gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad) vervangt het besluit van 07.09.2001 m.b.t. de voorwaarden voor kwalitatieve WKK-installaties en het besluit van 05.03.2004 m.b.t. het WKK-certificatensysteem, en regelt de omzetting van de Europese richtlijn 2004/8.

De eigenaar van een kwaliteits-WKK krijgt één certificaat toegekend per MWh primaire energiebesparing. De primaire energiebesparing is de besparing van brandstof (primaire energie) die wordt gerealiseerd met een WKK ten opzichte van de gescheiden productie van elektriciteit en warmte. Voor de gescheiden productie worden daarom referentierendementen vastgelegd. Gedurende de eerste vier jaar na indiening van de installatie krijgt de eigenaar het volle aantal certificaten. Na die periode wordt nog slechts een degressieve fractie van de WKK-certificaten aanvaard. Hoe groter de besparing, hoe langer men kan rekenen op de inkomsten uit WKK-certificaten.

De definitie van kwalitatieve WKK is volledig in overeenstemming gebracht met de Europese richtlijn 2004/8. De richtlijn vereist een relatieve primaire energiebesparing groter dan 10 % voor WKK-installaties >1 MW<sub>e</sub>, en groter dan 0 % voor installaties <1 MW<sub>e</sub>. De berekening van de relatieve primaire energiebesparing is sterk afhankelijk van de referentierendementen voor gescheiden elektriciteits- en warmteproductie. De Europese referentierendementen worden in Vlaanderen enkel toegepast voor de definitie van kwalitatieve WKK en vermelding van de primaire energiebesparing. Voor de berekening van het aantal WKK-certificaten en de toepassing van het certificatenstelsel blijven de huidige Vlaamse referentierendementen behouden (behalve voor bio-WKK's, zie § 9.6.5). Als een warmtekrachtinstallatie wordt gebruikt voor de productie van CO<sub>2</sub> (bv. in

glastuinbouwbedrijven), wordt de gemeten hoeveelheid geproduceerde benutte warmte met 10 % verhoogd voor de berekening van de warmtekrachtbesparing.

De elektriciteitsleveranciers zijn verplicht om voor een stijgend percentage van hun leveringen WKK-certificaten voor te leggen: van 1,19 % van de totale elektriciteitsleveringen in Vlaanderen in 2005 naar 2,16 % in 2006, 2,96 % in 2007 tot 4,9 % in 2011. Daardoor wordt een vraag naar WKK-certificaten gecreëerd en krijgen de WKK-certificaten een marktwaarde. Een leverancier die niet aan zijn verplichting kan voldoen moet een boete betalen. Deze boete bedroeg 40 euro per ontbrekend certificaat op 31.03.2006; en bedraagt 45 euro per ontbrekend certificaat vanaf 31.03.2007 (bron: www.vreg.be) tot 2011, nadien zakt de boeteprijs tot 41 € .

Op 31 maart 2010 moesten de elektriciteitsleveranciers warmtekrachtcertificaten (WKC's) inleveren overeenstemmend met een primaire energiebesparing van 1 890 GWh. Op basis van de stroomproductie in de periode 1 januari 2009-31 maart 2010 en de certificaten opgespaard van de voorgaande jaren waren meer dan dubbel zo veel WKC's in de markt aanwezig als nodig om aan het quotum te voldoen. De meeste leveranciers voldeden dan ook aan hun quotumverplichting. Overschot aan WKC's in de markt kan de prijs ervan sterk doen teruglopen en zo het steunmechanisme voor investeringen in WKK's ondermijnen. Daarom voorziet de Vlaamse Regering o.a. in opgetrokken quota vanaf de inleveringsronde 2012.

Uit analyses van VITO en Cogen Vlaanderen, het Vlaamse promotieorgaan voor WKK (zie supra), blijkt dat WKK-certificaten een belangrijke impact hebben op de rentabiliteit van een WKK-project. De certificaten kunnen een initieel niet-rendabel project toch rendabel maken.

#### *9.6.4.2 Garantie van oorsprong*

Het besluit van de Vlaamse Regering van 07.07.2006 regelt ook de invoering van garanties van oorsprong voor elektriciteit uit warmtekrachtkoppeling. Via deze garanties van oorsprong wordt gegarandeerd dat een elektriciteitsgebruiker op zijn factuur het juiste aandeel van elektriciteit – geleverd uit warmtekrachtkoppeling – kan aflezen, zoals eerder al gebeurde voor hernieuwbare energiebronnen. Het besluit zet hiermee de Europese richtlijn over de bevordering van warmtekrachtkoppeling om.

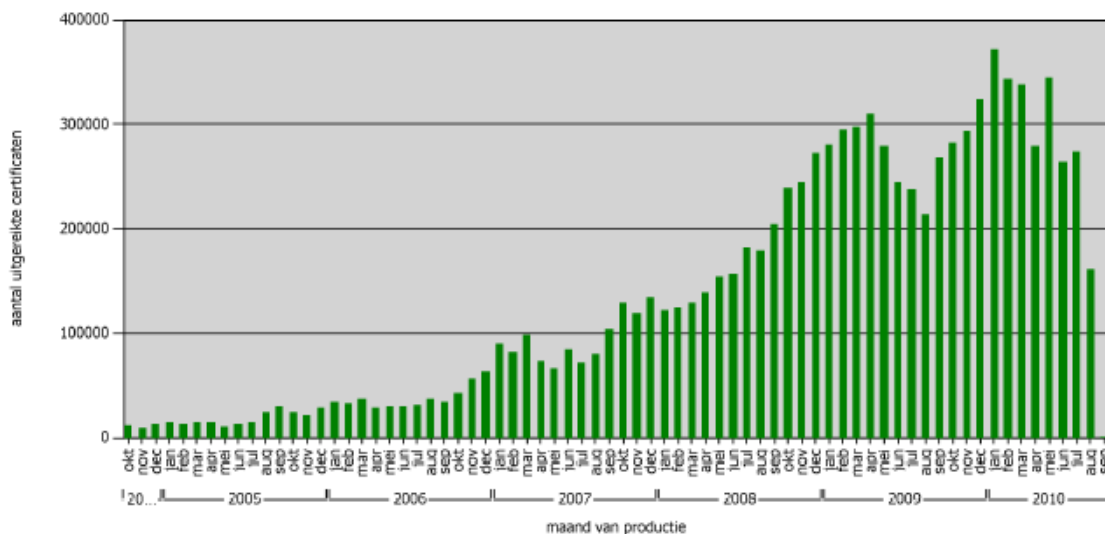
#### *9.6.4.3 Minimumwaarde voor warmtekrachtcertificaten*

Volgens het verzameldecreet leefmilieu en energie goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 23.12.2005 kunnen WKK-certificaten toegekend voor WKK-installaties aangesloten op het distributienet steeds bij de distributienetbeheerder worden ingeleverd voor een gegarandeerde minimumwaarde van 27 euro, en dit gedurende de eerste 10 productie jaren. Voor installaties aangesloten op het transmissienet is de Vlaamse overheid een schadevergoeding verschuldigd indien de waarde van de certificaten door een overheidsbeslissing daalt onder 60 % van de boete van 45 euro.

#### *9.6.4.4 Resultaten*

Uit de toename van het aantal WKK-certificaten kan afgeleid worden dat momenteel bijna het driedubbele van de benodigde certificaten aanwezig zijn voor de inlevering van maart 2011. Dit brengt de stabiliteit van de prijs van de WKK-certificaten en de verkoopbaarheid in gevaar. De verschillende partijen rond de tafel sector, overheid en energieleveranciers beseffen de ernst van het probleem. De overheid is momenteel (zie § 9.6.3.1.) een aanpassing van het elektriciteitsdecreet aan het uitwerken om tot een mogelijke oplossing te komen.

**Figuur 84: Aantal uitgereikte warmtekrachtcertificaten die aanvaardbaar zijn voor de quotumverplichting, per productiemaand (Vlaanderen, 2004-2010)**



### 9.6.5 Bio-WKK: efficiënt en groen

Installaties die tegelijkertijd elektriciteit en nuttige warmte opwekken uit biomassa, de zogenaamde bio-WKK's, kunnen naast WKK-certificaten ook een extra financiële stimulans krijgen door GSC's. Uit diverse analyses van VITO blijkt dat het financiële voordeel van de GSC's enkele malen groter is dan het voordeel van de WKK-certificaten. Dat is te verklaren door de hogere boeteprijs voor een ontbrekend GSC en het ontbreken van het degressieve karakter bij GSC's.

Het besluit van de Vlaamse Regering van 07.07.2006 kent extra steun toe voor warmtekrachtinstallaties die gebruik maken van organische stoffen of gassen (bijvoorbeeld houtresten, plantaardige oliën of biogas geproduceerd uit de vergisting van waterzuiverings-slib of resten van de voedingsindustrie). Dit betekent een aanmoediging om deze organische stoffen op de meest efficiënte manier te benutten. Dat besluit van de Vlaamse Regering hanteert voor bio-WKKs de volgende referentierendementen:

- Voor warmtekrachtinstallaties die gebruikmaken van hernieuwbare energiebronnen wordt het elektrisch rendement van de referentiecentrale gelijkgesteld 42 % bij de toepassing van biogas, 42,7 % bij de toepassing van vloeibare biobrandstoffen, 34 % bij de toepassing van hout of houtafval, en 25 % bij de toepassing van andere vaste biomassastromen. Voor warmtekrachtinstallaties die gebruikmaken van verschillende fossiele of hernieuwbare energiebronnen wordt het elektrisch rendement van de referentiecentrale gelijkgesteld aan het op basis van de energie-input gewogen gemiddelde van de elektrische rendementen van de referentiecentrale;
- Voor warmtekrachtinstallaties die gebruikmaken van biogas wordt het thermisch rendement van de referentieketel gelijkgesteld aan 70 %. Bovendien wordt het thermisch rendement van de referentieketel gelijkgesteld aan 93 % in het geval van een warmtekrachtinstallatie die haar warmte afstaat in de vorm van hete lucht voor droogtoepassingen, 85 % in geval van een warmtekrachtinstallatie die haar warmte afstaat in de vorm van stoom of in de vorm van nog niet vermelde media en 500 % als referentie performantiecoëfficiënt in het geval van een warmtekrachtinstallatie die koude produceert.

De opgestelde bio-WKK's zijn qua aantal vooral gasmotoren die biogas of stortgas verwerken. Voor de motoren-WKK's werd in 2009 1946 TJ aan biogas gebruikt. Dit aandeel is marginaal ten opzichte van de totale brandstof maar het aandeel is toch met 23 % gestegen tov 2008. Het gebruik van vloeibare biobrandstoffen boet verder aan belang in in 2009. Het aantal WKK-installatie die werken op meer dan 1 brandstofsoort (dual fuel) hebben zich in 2009 verdubbeld ten opzichte van 2008. Het

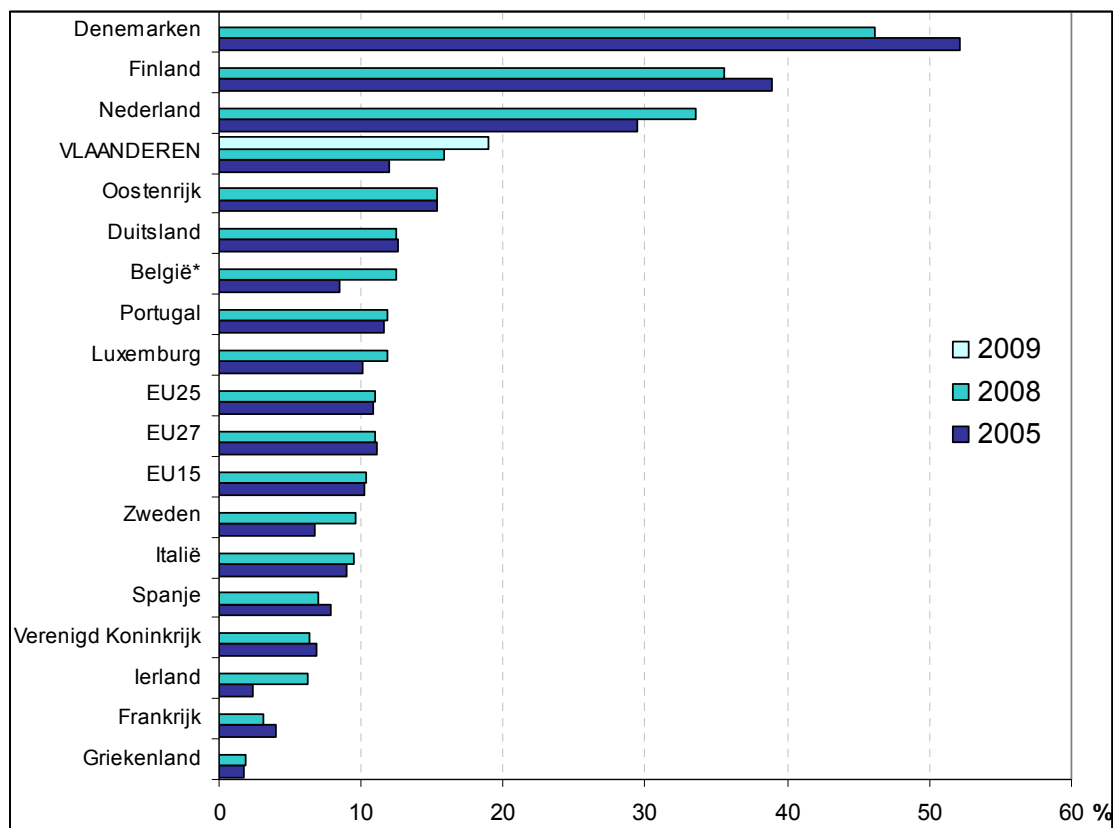
totaal aandeel hernieuwbare stroomproductie in een bio-WKK installatie realiseert een opmerkelijke groei van 381,1 TJ in 2006 tot 1 138,6 TJ in 2009.

### 9.6.6 Europese stimulansen

De Europese richtlijn 2004/8/EG 'inzake de bevordering van WKK op basis van de vraag naar nuttige warmte binnen de interne energiemarkt en tot wijziging van Richtlijn 92/42/EEG', (hierna: WKK-richtlijn) werd goedgekeurd op 11.02.2004 (PB L 52/50-60 van 21.02.2004). De WKK-richtlijn is een kaderrichtlijn, die de lidstaten toelaat eigen concrete steunmaatregelen te nemen die passen binnen het gecreëerde kader. De omzetting is in Vlaanderen gebeurd door de invoering van de WKK-certificaten. De Vlaamse overheid meent dat het instrument van de certificatenverplichting beter in overeenstemming is met de vrije energiemarkten dan feed-in tarieven of welke andere exploitatiesteun ook. Directe investeringssteun onder de vorm van subsidies en fiscale aftrekmogelijkheden blijft bestaan, maar bij het beoordelen van de dossiers zal de overheid met de mogelijke inkomsten van de certificaten rekening houden. Voor de exploitatie zelf voorziet de overheid geen enkele overheidssteun (Peeters, 2004).

Tenslotte blijkt uit figuur 85, waarin het aandeel van WKK in de landen van de landen van de EU25 wordt vergeleken voor de jaren 2005 en 2008 dat België en zeker ook Vlaanderen een inhaalbeweging hebben gerealiseerd. Enkel in Denemarken, Finland en Nederland ligt het aandeel stroomproductie uit WKK's nog hoger dan in Vlaanderen.

*Figuur 85: Aandeel elektriciteit geproduceerd met WKK-centrales in de totale productie van elektriciteit in Europa (2005-2009)*



\* cijfer voor het jaar 2007 i.p.v. 2008

Bron: Eurostat

### 9.7 Stadsverwarming

Naast warmtekrachtkoppeling bestaat er nog een andere mogelijkheid om de de warmte die vrijkomt bij elektriciteitsproductie nuttig aan te wenden: *stadsverwarming*. Bij de productie van elektriciteit komt heel wat warmte vrij die vaak niet wordt benut en die grotendeels verloren gaat via koelwater en

koeltorens en (in mindere mate) via de schoorsteen. De afvalwarmte van centrales zou men kunnen gebruiken om een stadsverwarmingsnet (een ondergronds net voor de verwarming van woningen en gebouwencomplexen) te voeden, waardoor het energetisch rendement – de hoeveelheid energie vervat in de brandstof die uiteindelijk wordt omgezet in elektrische energie en nuttige warmte – kan stijgen tot 85 %. Voorwaarde hiervoor is wel dat de afstand tussen centrale en te verwarmen gebouwen beperkt blijft.

### **9.7.1 Stadsverwarming te Gent (Ham)**

Al sinds 1958 wordt de warmte-energie van de (oude) centrale aan de Ham in Gent gebruikt om woningen en gebouwencomplexen mee verwarmen.

De afvalwarmte van de STEG-centrale van SPE (Ham) wordt nog altijd gebruikt om het stadsverwarmingsnet van Gent te voeden (recuperatie van 10 000 thermische kW). De klanten tappen warm water af van de hoofdleiding, via een eigen warmtewisselaar nemen zij de warmte af, waarna het afgekoelde water weer naar de centrale vloeit. Bij het vertrek is het water tussen de 110 en 130 °C warm, op de terugweg is dat nog 70 °C. Aanvankelijk beschikte enkel het noorden van de stad over 5 km leidingen. Nadat SPE eind 1984 de centrale aan de Ham overnam van de Stad Gent, legde zij ook de kring 'Zuid' aan, goed voor een extra 3 km. Elk uur stroomt hier zo'n 700 000 liter warm water door, dat onder meer ziekenhuizen en sociale woningcomplexen verwarmt. De belangrijkste klanten zijn de Universiteit Gent en het AZ Sint-Lucas. Sinds eind 2005 is ook het nieuwe justitiepaleis aan het Rabot aangesloten (bron: SPE, [www.spe.be](http://www.spe.be)).

### **9.7.2 Stadsverwarming te Roeselare**

De intercommunale MIROM (Milieuzorg Roeselare en Menen) bezit een huisvuilverbrandingsinstallatie met een capaciteit van 63 000 ton/jaar. Deze wordt gebruikt om via heetwaterpijpketels water te produceren voor stadsverwarming sinds 1987. Via stalen buizen met een polyurethaan en een polyethyleenmantel wordt het water getransporteert onder een druk van 5 bar en een werkingstemperatuur van 60-110°C. De stadsverwarming voedt 21 klanten waaronder voornamelijk grote gebouwen zoals ziekenhuizen, scholen en openbare gebouwen.

Jaarlijks wordt er 2,5 tot 3 miljoen liter stookolie bespaart door de stadsverwarming. Door de lage energieprijzen in de beginjaren was het systeem gedurende de eerste 15 jaar sterk verlieslatend, pas vanaf 2001 werd de opbrengst beter. De contracten met de klanten worden afgesloten voor een periode van 10 jaar. Gedurende de 23 jaar werking van de stadsverwarming zijn er geen klanten die het contract ontbonden hebben. De klant zorgt voor de investering vanaf de warmtewisselaar en met behulp van een debietmeter en een calorieteller wordt de hoeveelheid afgenomen warmte geregistreerd. De prijzen voor de warmte zijn gebaseerd op de prijzen van stookolie en gas en afhankelijk van de grootte van de klant wordt hierop een korting gegeven.

## **9.8 Totaal milieuvriendelijke energieproductie: hernieuwde energie & WKK**

### **9.8.1 Toetsing aan doelstelling**

Het aandeel van milieuvriendelijke elektriciteitsproductie uit *hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling samen* in het bruto binnenlands elektriciteitsgebruik nam toe van 13,7 % in 2005 naar 23,65 % in 2009: 4,7 % voor groene stroom en 18,95 % voor WKK's. Dit is iets onder de doelstelling van 25 % milieuvriendelijke stroomproductie vooropgesteld voor 2010.

### **9.8.2 Vlaams Actieplan Milieuvriendelijke Energieproductie**

Het vroegere Vlaams Actieplan Groene Stroom is ondertussen omgedoopt en inhoudelijk verbreed tot 'Actieplan voor het wegwerken van de juridische en praktische belemmeringen die zich kunnen voordoen in het kader van de realisatie van de Vlaamse doelstellingen inzake milieuvriendelijke energieproductie (groene stroom, groene warmte en warmtekrachtkoppeling)' of kortweg 'Actieplan Milieuvriendelijke Energieproductie'.

Om het potentieel aan milieuvriendelijke energieproductie tegen 2020 daadwerkelijk te realiseren, dienen knelpunten van de baan geruimd te worden. Jaarlijks voor het zomerreces worden de



genomen acties van het afgelopen jaar en de speerpunten van het komende jaar in dergelijk actieplan toegelicht aan de Vlaamse regering.

Actieplan Milieuvriendelijke Energieproductie, reeds uitgevoerde acties:

- Opmaak van gedetailleerde analyse, artikel per artikel, van de richtlijn (2009/28/EG van 23 april 2009) met telkens aanduiding van een verantwoordelijke voor implementatie, inschatting van de beleidsruimte (in welke mate is er vrijheid/discussie mogelijk over de manier waarop de omzetting/invulling gebeurt), of er ook een juridische omzetting naar (wijziging van) regelgeving nodig is, en aanvullende aandachtspunten.
- Opstellen van het actieplan groene warmte, dat waarschijnlijk het hoofdelement vormt qua nieuwe maatregelen die voorzien zullen worden in het Vlaamse actieplan (uitgevoerd door het VEA).
- Geactualiseerde en uitgebreide inschatting van de potentiële voor groene stroom, groene warmte en biobrandstoffen (VITO-rapport is beschikbaar).
- VITO heeft het sjabloon geanalyseerd dat door de EU wordt opgelegd voor de opmaak van het actieplan. Het VEA heeft met VITO de afspraak gemaakt dat VITO voor zover mogelijk tegen 15 september het EU-sjabloon zullen vervolledigen (prognosescenario's voor het energieverbruik, mogelijkheden van energiebesparing in het eerder opgestelde BAU+-scenario, inschatting van potentiële a.h.v. geactualiseerde potentieelstudie).
- Het VEA heeft met de VREG de afspraak gemaakt dat zij in overleg met de netbeheerders zullen instaan voor het luik netontwikkeling – aansluitingsvoorschriften van het actieplan.
- Het VEA heeft een overzicht opgemaakt van de bepalingen uit de richtlijn die juridische omzetting vragen en eerste commentaar bij de juridische mogelijkheden en aangewezen opties.

Actieplan Hernieuwbare energie, verder plan van aanpak

- Analyse van mogelijke knelpunten in EU-sjabloon voor het actieplan op basis van VITO-analyse (VEA).
- Breed maatschappelijk overleg organiseren m.b.t. actieplan groene warmte en potentieelstudie VITO (start in september).
- Vanaf ontvangst van het definitieve EU-sjabloon (normaal eind juni): maximale vervollediging van EU-sjabloon tegen september zoals afgesproken binnen ENOVER. VITO en VREG zijn hiervan op de hoogte gebracht zodat zij hun bijdragen kunnen plannen.
- Verdere besprekingen van de onrendabele toppen (recent afgerond voor groene warmte, actualisatie opgestart voor WKK en groene stroom) zodat steunmaatregelen (opgenomen in actieplan groene warmte en in recent gewijzigd Elektriciteitsdecreet) kunnen vergeleken worden met de geactualiseerde onrendabele toppen.

De bijdrage van groene warmte is in alle scenario's zeer belangrijk (ongeveer de helft). Een belangrijk deel van dit potentieel is in principe reeds rendabel zonder steun. Voor het resterende deel is wel bijkomende steun nodig. Gezien het belang van groene warmte in de totale doelstelling is het actieplan groene warmte de belangrijkste pijler van een nieuw actieplan hernieuwbare energiebronnen om de EU-doelstelling in te vullen.

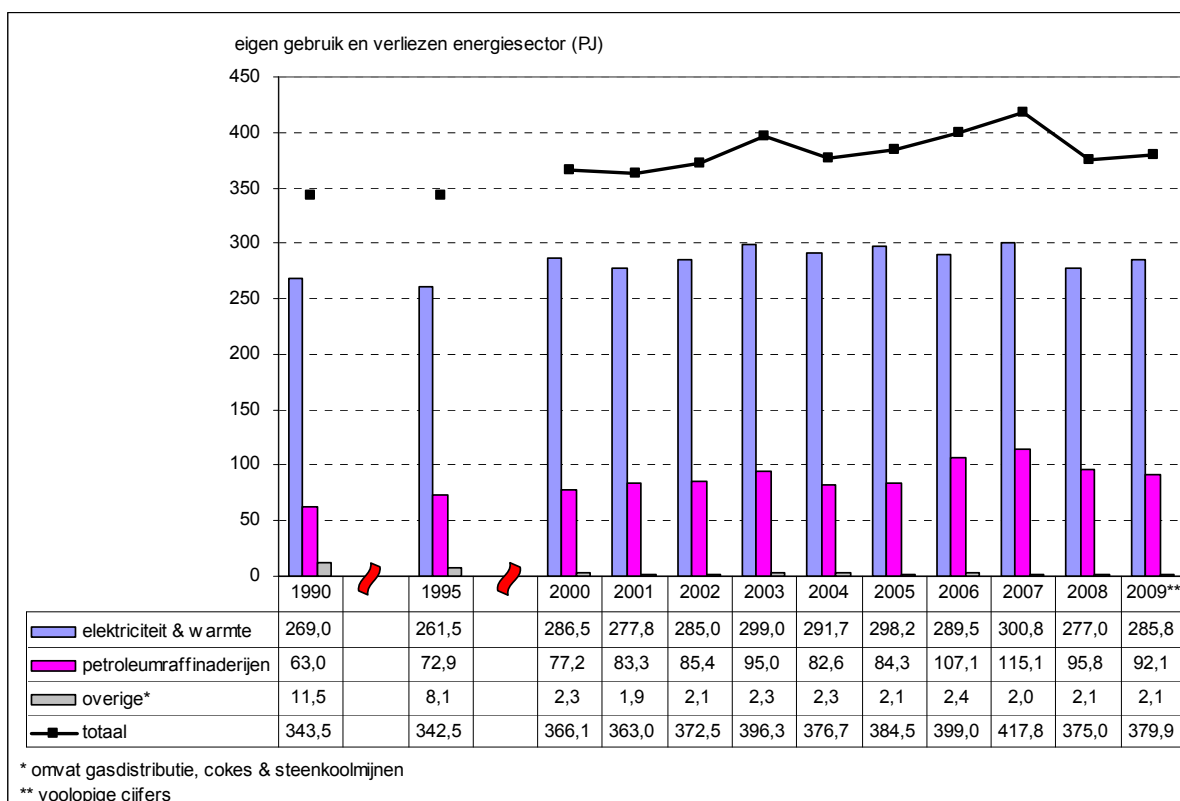
## 10 Energiegebruik en -verliezen in de energiesector *Laatst bijgewerkt: oktober 2010*

### 10.1 Eigen energiegebruik en energieverliezen door de energiesector **P**

We gebruiken als indicator de evolutie van het eigen gebruik en de verliezen door de energiesector.

Het energiegebruik van de energiesector is in 2009 met 10,6 % gestegen t.o.v. 1990 (+9,2 % in 2008), en met 1,3 % gestegen t.o.v. 2008.

Figuur 86: Evolutie van het eigen energiegebruik en de energieverliezen door de energiesector (Vlaanderen, 1990-2009)



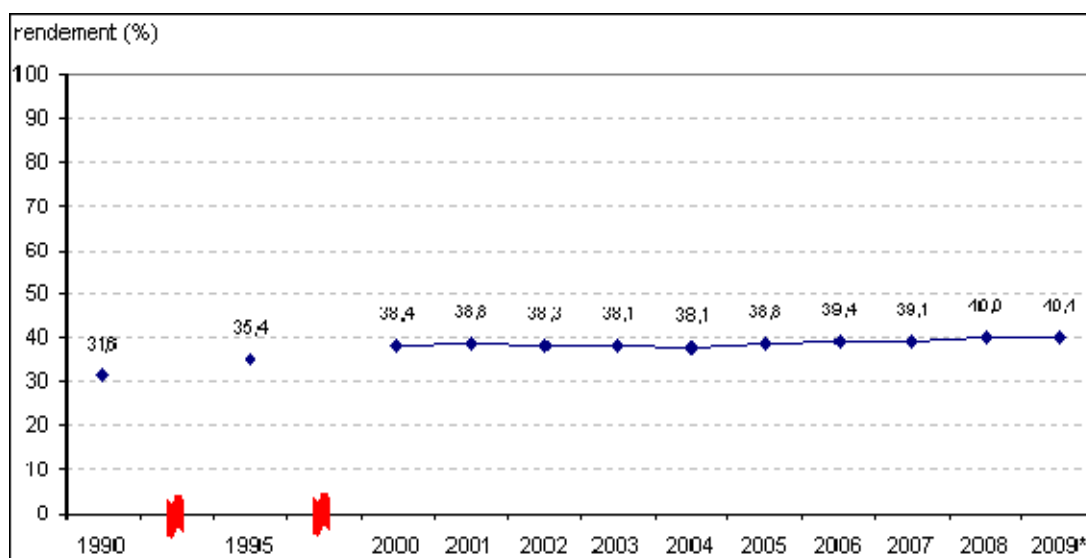
Bron: Energiebalans Vlaanderen VITO

Het elektrisch rendement – de hoeveelheid energie vervat in de energiegrondstof uiteindelijk omgezet in elektrische energie – van een klassiek thermische *elektriciteitscentrale* (fossiele brandstoffen) of kerncentrale (splijtstoffen) bedraagt ongeveer 34 à 40 %. STEG-centrales hebben een elektrisch rendement van ± 50 à 57 %. Het eigengebruik van de klassiek thermische centrales en de kerncentrales in Vlaanderen (exclusief WKK) bedroeg in 2009 8,3 PJ (8,1 PJ in 2008), terwijl de verliezen er opliepen tot 249,9 PJ (242,3 PJ in 2008). Bij WKK wordt de restwarmte benut voor industriële of andere toepassingen, waardoor het *energetisch* rendement 85 à 90 % bedraagt<sup>127</sup>. WKK laat bovendien *decentrale* productie toe, wat de transportverliezen beperkt. Het eigen gebruik bedroeg bij WKK's 0,4 PJ in 2009 (0,5 PJ in 2008), terwijl de transformatieverliezen beperkt bleven tot 18,6 PJ in 2009 (16,8 PJ in 2008). Een uitgebreide bespreking van de mogelijkheden inzake WKK-installaties stond in § 9.6. Voorts treden er ook nog verliezen op bij het transport en de distributie: i.e. de energie die verloren gaat via kabeltransport en bij de omzetting van het spanningsniveau in de transformatoren. In 2009 bedroeg dit verlies in Vlaanderen ongeveer 8,7 PJ, tegenover 9,4 PJ in 2008.

Figuur 87 geeft aan hoe het algemeen rendement van de productie, het transport en de distributie van elektriciteit en warmte in Vlaanderen evolueert. Over de jaren vertoont dit rendement een licht stijgend verloop, zelfs in de jaren waarin de financieel-economische crisis zich manifesteert ('08-'09). Zo werd in 2009 in totaal 40,4 % van de primaire energie in de diverse types elektriciteitscentrales omgezet in nuttige energie (stroom en warmte) voor de eindgebruikers. In 2000 bedroeg het omzettingsrendement nog 38,4 %. Belangrijk is wel op te merken dat het rendement sterk afhangt van technologiemix in een jaar, en onderstaande figuur zegt dan ook weinig over de rendementen v/d individuele technologieën.

<sup>127</sup> Het 'totaal rendement' van een WKK-installatie is de verhouding van de totale hoeveelheid bruikbaar vermogen ter beschikking gesteld door de WKK-installatie en de ervoor benodigde brandstof. Deze definitie is geen volwaardig rendement in de thermodynamische zin, omdat men twee energiehoeveelheden (warmte en arbeid) optelt die een zeer verschillende kwaliteit hebben. Men kan beter spreken van de brandstofbenuttingsgraad van een WKK-installatie, om te preciseren dat het enkel over de energetische benutting van de brandstof gaat.

Figuur 87: Algemeen rendement voor productie, transport en distributie van elektriciteit en warmte (Vlaanderen, 1990-2009)



\* voorlopig cijfer

Rendement berekend als  $[(\text{transformatie-output} - \text{eigen energiegebruik}) / \text{transformatie-input} \times 100]$

Bron: MIRA (VMM) op basis van Energiebalans Vlaanderen VITO

De *petroleumraffinaderijen* gebruiken de door hen voortgebrachte petroleumproducten met de laagste economische waarde zoals raffinaderijgas en een deel van de residuele stookolie, zelf als brandstof in de eigen fornuizen en ketels (ongeveer 58,0 PJ in 2009 en 63,1 PJ in 2008, enkel petroleumproducten). Daarnaast treden er tijdens de raffinage ook verliezen op (ongeveer 10,3 PJ in 2009), o.a.:

- lekverliezen bij flenzen, afsluiters, kleppen, veiligheidskleppen, pompen, compressoren, monsternamenpunten, opslagtanks en overslaginstallaties (vooral daar waar vluchtige producten onder druk worden behandeld);
- ademverliezen: dampen die ontstaan bij het opwarmen van petroleumproducten en via luchtinlaten in de omgevingslucht terechtkomen;
- verplaatsingsverliezen: dampen die naar buiten worden weggedrukt bij het beladen van opslagtanks);
- verdampingsverliezen bij rioleringen, afvalwaterbehandeling en koeltorens.

De verliezen van de raffinaderijen zijn in 2006 en 2007 veel hoger dan normaal. Een verklaring hiervoor hebben we niet.

De *gasbedrijven* gebruiken zelf aardgas voor de herverdamping van vloeibaar aardgas (LNG). De productie van de nodige energie voor deze verdamping gebeurt in Zeebrugge door een WKK-eenheid, die 0,7 % van het verdampte gas gebruikt. De gasbedrijven gebruiken tevens aardgas voor de compressoren in de compressiestations. De energieverliezen van de gasbedrijven zijn voornamelijk bij het transport continue lekverliezen (verwaarloosbaar) en verliezen bij herstelling en onderhoud; en bij de distributie continue lekverliezen van aardgas door de leidingen. De methaanverliezen zouden bij transport 0,0044 % bedragen en bij distributie 0,25 % (RDC, 2005). Er zijn ook nog directe methaanverliezen bij het herverdampen van LNG (volgens Distrigas 0,001 % van het verdampte gas in Zeebrugge), en geringe verliezen bij de opslag van aardgas. Het eigen gebruik en de verliezen bij de gasbedrijven bedroegen 2,1 PJ in 2009 (eveneens 2,1 PJ in 2008) in Vlaanderen.

De sterke terugval tussen 1990 en 2000 voor de sector 'overige' in figuur 86 is voor het grootste deel te verklaren door de stopzetting van de mijnactiviteiten in 1992 en van de laatste losstaande cokesfabriek in 1996.

## 10.2 Maatregelen inzake energiegebruik en broeikasgasemissies in de energiesector **R**

### 10.2.1 Maatregelen inzake energiegebruik en broeikasgasemissies bij elektriciteitsbedrijven

#### 10.2.1.1 Trias Energetica revisited

De United States Energy Association voorziet in haar 'Handbook of climate change mitigation options for developing country utilities and regulatory agencies' niet minder dan 70 acties die elektriciteitsbedrijven en hun reguleringsinstanties kunnen ondernemen om hun energiegebruik en de uitstoot van broeikasgassen te reduceren (Energy Resources International, 1999). Alhoewel Vlaanderen geen ontwikkelingsland is, zijn de meeste van deze maatregelen ook hier toepasbaar, zoals:

1. gebruikers stimuleren en adviseren om op een milieuvriendelijke, rationele manier met energie om te gaan (REG).
2. toepassen van *hernieuwbare energiebronnen*. Dit werd uitgebreid besproken in § 9.1.
3. rendementsverbetering bij de omzetting van brandstoffen naar elektriciteit (inclusief het gebruik van WKK). Rendementsverbetering (inclusief WKK) werd uitvoerig besproken in § 9.6.
4. brandstofsubstitutie, i.e. overschakelen naar minder koolstofintensieve brandstoffen.

We herkennen in punten 1, 2 en 3+4 de 'trias energetica'.

#### 10.2.1.2 Verbetering van het rendement

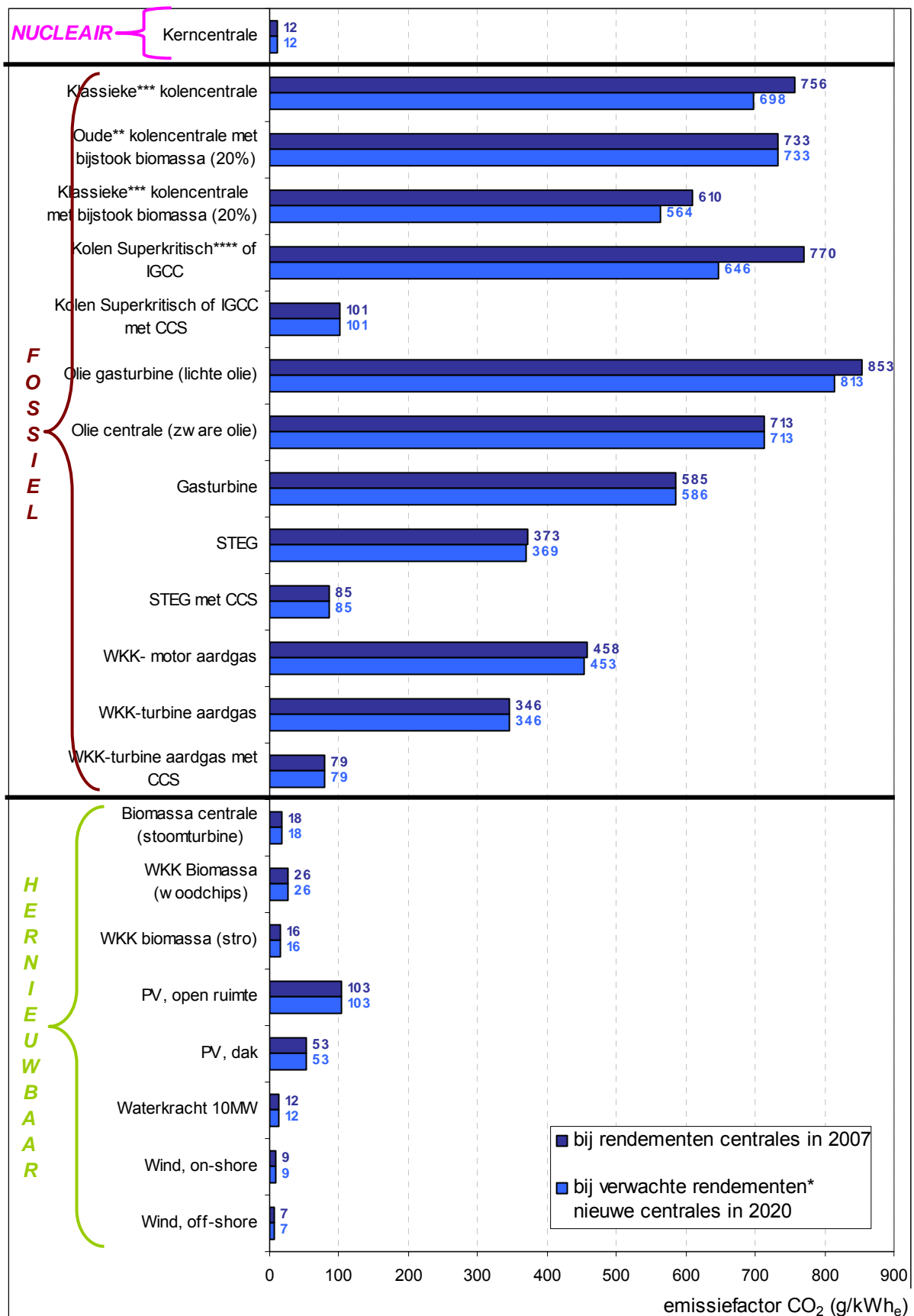
De *elektriciteitsbedrijven* kunnen hun energiegebruik beperken door het elektrisch rendement van hun installaties te verbeteren en door de transmissie- en distributieverliezen te reduceren.

#### 10.2.1.3 Brandstofdiversiteit

Het toenemend gebruik van aardgas vermindert de CO<sub>2</sub>-emissies, omdat de CO<sub>2</sub>-uitstoot bij de verbranding van aardgas veel lager is dan bij steenkool of olie. Ook het toenemend gebruik van hernieuwbare energie (inclusief biomassa) draagt bij tot een daling van de CO<sub>2</sub> emissies per geproduceerde kWh.

Dat de gebruikte brandstof / primaire energiebron samen met de toegepaste technieken een belangrijke invloed uitoefenen op de bijdrage van elektriciteitsproductie aan klimaatverandering blijkt duidelijk uit figuur 88. Deze figuur geeft de uitstoot van CO<sub>2</sub> per eenheid geproduceerde elektriciteit weer op basis van levenscyclusanalyse. Daarbij wordt niet enkel de broeikasgasuitstoot tijdens de productiefase beschouwd, maar ook tijdens de winning en het transport van de primaire energiebron, tijdens de constructie van de installaties en tijdens de ontmanteling van de installaties. Vooral windenergie op zee (off shore) en op land (on shore), waterkracht en stroomproductie uit biomassa kunnen op dit vlak een goed rapport voorleggen, samen met kernenergie. Ondergrondse CO<sub>2</sub>-opslag (CCS, carbon capture and storage) zou – wanneer deze techniek commercieel beschikbaar komt vanaf 2020 – de broeikasgasuitstoot van kolen- en gasgestookte centrales met een factor 4 à 6 kunnen terugdringen. Maar ook met CCS blijven kolen- en gasgestookte centrales over de ganse levenscyclus bekeken een veelvoud aan CO<sub>2</sub> uitstoten t.o.v. de eerder aangehaalde hernieuwbare technieken en kerncentrales.

Figuur 88: Uitstoot van CO<sub>2</sub> bij verschillende vormen van elektriciteitsproductie<sup>a</sup> (Vlaanderen, 2007 en inschatting voor 2020)



<sup>a</sup> op basis van levenscyclusanalyse: uitstoot zowel tijdens de productiefase als bij de winning en het transport van de primaire energiebron, tijdens de constructie van de installaties en tijdens de ontmanteling van de installaties

\* bij hogere rendementen voor opwekking electriciteit, daalt de emissiefactor per kWh<sub>e</sub>

\*\* gebaseerd op emissiedata Vlaamse oude kolencentrales waarin tot 20% biomassa kan bijgestookt worden  
\*\*\* overgenomen uit CASES en komt overeen met een nieuw te installeren centrale volgens klassieke procedé  
\*\*\*\* Emissiefactor klassieke centrale in 2007 ligt lager dan die voor superkritische/IGCC, aangezien voor installaties geïnstalleerd in 2007 een elektrisch rendement van respectievelijk 46 % voor klassieke centrale en 45 % voor superkritische/IGCC geldt. Voor vergelijking tussen deze types centrales is het echter logischer, om uit te gaan van de rendementen voor 2020 (dus voor nog nieuw te installeren centrales in de komende jaren). Die rendementen voor 2020 zijn hoger: klassieke centrales 50 % en superkritische/IGCC 54 %.

Bron: MIRA op basis van Nijs et al. (2011)

#### 10.2.1.4 Kernenergie

In België en Vlaanderen spelen *kerncentrales* een rol in de CO<sub>2</sub>-uitstoot. Kerncentrales stoten tijdens de exploitatiefase nauwelijks of geen CO<sub>2</sub> uit. De Belgische overheid heeft met de wet van 31.01.2003 beslist om de kernenergie geleidelijk af te bouwen. Deze kernuitstap wordt uitvoerig besproken in § 8.2.3.3. De sluiting van de kerncentrales vanaf 2015 heeft niet onmiddellijk gevolgen voor de Belgische *Kyoto-doelstelling* (7,5 % vermindering van de broeikasgasuitstoot) in de periode 2008-2012.

#### 10.2.2 Maatregelen inzake energiegebruik en broeikasgasemissies bij petroleumraffinaderijen

Bij verbranding van fossiele brandstoffen worden de aanwezige koolstof (C) en waterstof (H) omgezet tot CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub>O. In tegenstelling tot SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>, bestaan er geen specifieke bestrijdingstechnologieën voor CO<sub>2</sub>. Het gebruik van brandstoffen met een hoog waterstofgehalte en rationeel energiegebruik (integratie van raffinageprocessen om tussentijds afkoelen van componenten te vermijden, herwinning van afvalgasen, benutting van de warmte-inhoud van rookgasen...) hebben in elk geval een positieve invloed op de CO<sub>2</sub>-emissies. Het is belangrijk op te merken dat sommige bestrijdingsmaatregelen (bijvoorbeeld ontzwaveling) de ingebruikname van nieuwe eenheden vereisen. Deze doen het brandstofgebruik van de petroleumraffinaderij, en bijgevolg ook de CO<sub>2</sub>-emissies, stijgen. Men moet dan ook zorgvuldig de voor- en nadelen van alle maatregelen afwegen.

Concrete maatregelen die de *petroleumraffinaderijen* kunnen treffen om het eigen brandstofgebruik te reduceren betreffen vooral de minimalisering van de reflux in de destillatietorens, van de luchtvermaat in de fornuizen en van de druk in bepaalde processen. Ook investeringen in een betere isolatie, warmterecuperatie en warmte-integratie werken energiebesparend. Esso verbeterde de energie-efficiëntie van de raffinaderij na de eerste grote onderhoudsbeurt na de modernisering in 1981, o.a. door een verdere warmte-integratie en specifieke projecten, zoals recuperatie van de warmte uit de schoorsteengassen, en de bouw in 1993 van een warmtekrachtcentrale die voldoende vermogen levert om de raffinaderij van alle benodigde stroom te voorzien.

#### 10.2.3 Maatregelen betreffende energiegebruik en broeikasgasemissies bij gasbedrijven

De *gasbedrijven* kunnen de lekverliezen<sup>128</sup> beperken door de oude (grauwe) gietijzeren leidingen – die nog dateren uit de periode van het ‘stadsgas’ en zich vooral in de steden bevinden – en de leidingen uit asbestcement (vezelcement) systematisch te vervangen door leidingen van polyetheen of staal. Tabel 44 geeft aan dat de lekverliezen bijna een factor 100 kunnen verschillen tussen de meest en de minst doorlatende materialen gebruikt voor aardgasdistributieleidingen.

<sup>128</sup> Aardgas bestaat voor 85 % uit het broeikasgas methaan (CH<sub>4</sub>).

Tabel 44: Emissiefactoren verschillende materialen aardgasdistributie en -dienstleidingen

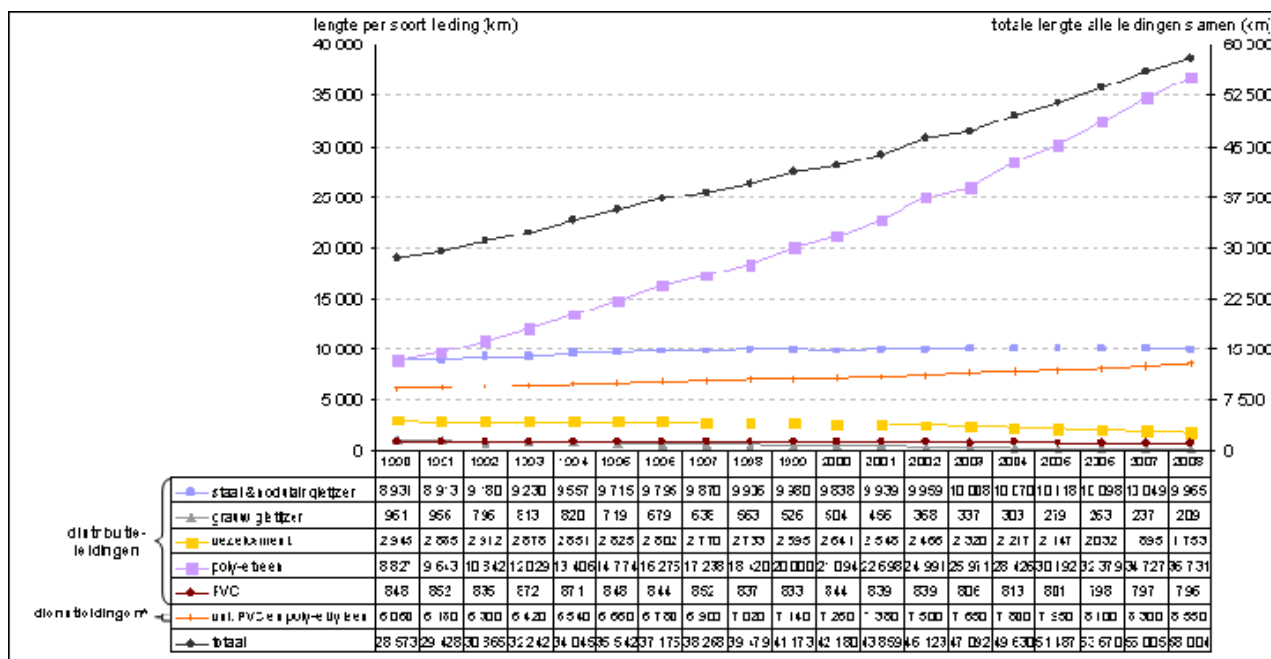
leiding	materiaal	emissiefactor (m <sup>3</sup> aardgas per jaar en per km)
distributieleidingen	staal	869
	gietijzer	869 (bij nodulair gietijzer) 7 865 (bij grauw gietijzer)
	vezelcement	869
	poly-etheen	95
	PVC	95
dienstleidingen*	vnl. PVC en poly-ethyleen	95

\* Dit betreft de leidingen die de verbinding maken tussen het eigenlijke distributienet en de teller aan de binnenzijde van het gebouw (± 5 m per aansluitingspunt).

Bron: Figas

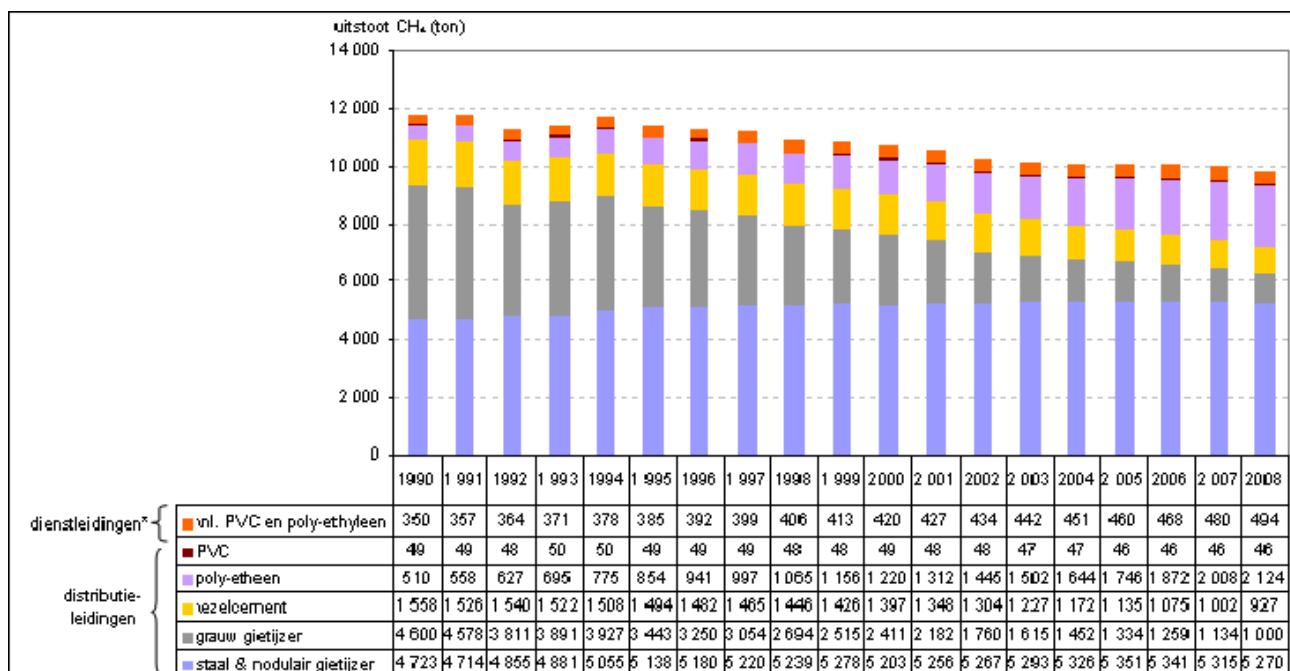
In volgende figuren 89 en 90 wordt achtereenvolgens de evolutie van de totale lengte voor het aardgasdistributienet in Vlaanderen gegeven, en de fugitieve methaanemissies die voortkomen uit dit netwerk. Ondanks een graduele uitbreiding van het distributienet en het aantal aansluitingen (~ lengte dienstleidingen), nemen de CH<sub>4</sub>-emissies van het netwerk af vooral dankzij de uitsluiting van leidingen uit vezelcement en grauw gietijzer.

Figuur 89: Evolutie van de lengtes distributieleidingen voor aardgas (Vlaanderen, 1990-2008)



Bron: MIRA op basis van Figas/Synergrid

Figuur 90: Fugatieve emissies van CH<sub>4</sub> door het aardgasdistributienet (Vlaanderen, 1990-2008)



Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

Het Vlaams gasdecreet bepaalt dat woongebieden in het Vlaamse gewest in 2015 een aansluitbaarheidspercentage van 95 % moeten hebben, en in 2020 van 99 %. De netten en de toestellen die momenteel op L-gas (Slochteren) werken zal men moeten omzetten naar H-gas, omdat de invoer van L-gas uit Nederland geleidelijk afneemt.

#### 10.2.4 Sectoroverschrijdende beleidsinstrumenten betreffende klimaatverandering

Voor een bespreking van diverse klimaatplannen op Vlaams, Belgische en Europees niveau, het Europees emissiehandelssysteem dat de broeikasgasuitstoot van bijna alle installaties in de energiesector reguleert, de mogelijkheden van ondergrondse CO<sub>2</sub>-opslag voor de energiesector (CCS, carbon capture and storage) etc. verwijzen we naar het [MIRA Achtergronddocument Klimaatverandering op www.milieurapport.be](http://www.milieurapport.be).

## 11 Watergebruik door de energiesector

Laatst bijgewerkt: oktober 2010

Door de aanwending van enorme hoeveelheden koelwater, is de energiesector de grootste watergebruiker in Vlaanderen. In 2003 bedroeg het totaal watergebruik in Vlaanderen inclusief koelwater 4 081 616 769 m<sup>3</sup>. Exclusief koelwater bedroeg het totaal voor Vlaanderen dat jaar 716 704 276 m<sup>3</sup>. Dat maakt dat de energiesector een aandeel had van 68,3 % (inclusief koelwater) of 6,6 % (exclusief koelwater) in 2003. Omdat voor een aantal sectoren geen cijfers voor 2004 en 2005 beschikbaar zijn, is 2003 het meest recente jaar voor totaalcijfers voor watergebruik in Vlaanderen. Specifiek voor de energiesector zijn wel cijfers tot en met 2005 beschikbaar. Voor de jaren 2006 en volgende zijn momenteel voor geen enkele sector watergebruikscijfers beschikbaar in Vlaanderen.

### 11.1 Koelwatergebruik door de energiesector P

Het gebruik van koelwater in de energiesector is in 2005 met -26,0 % gedaald t.o.v. 1991. De elektriciteits- en gasbedrijven (vooral zoniet bijna uitsluitend de elektriciteitscentrales) gebruikten in 2005 93,8 % van het koelwater in de energiesector (figuur 91).

Het koelwater voor de elektriciteitscentrales dient om de stoom die de turbine heeft doorlopen te condenseren tot water. Men onderscheidt:

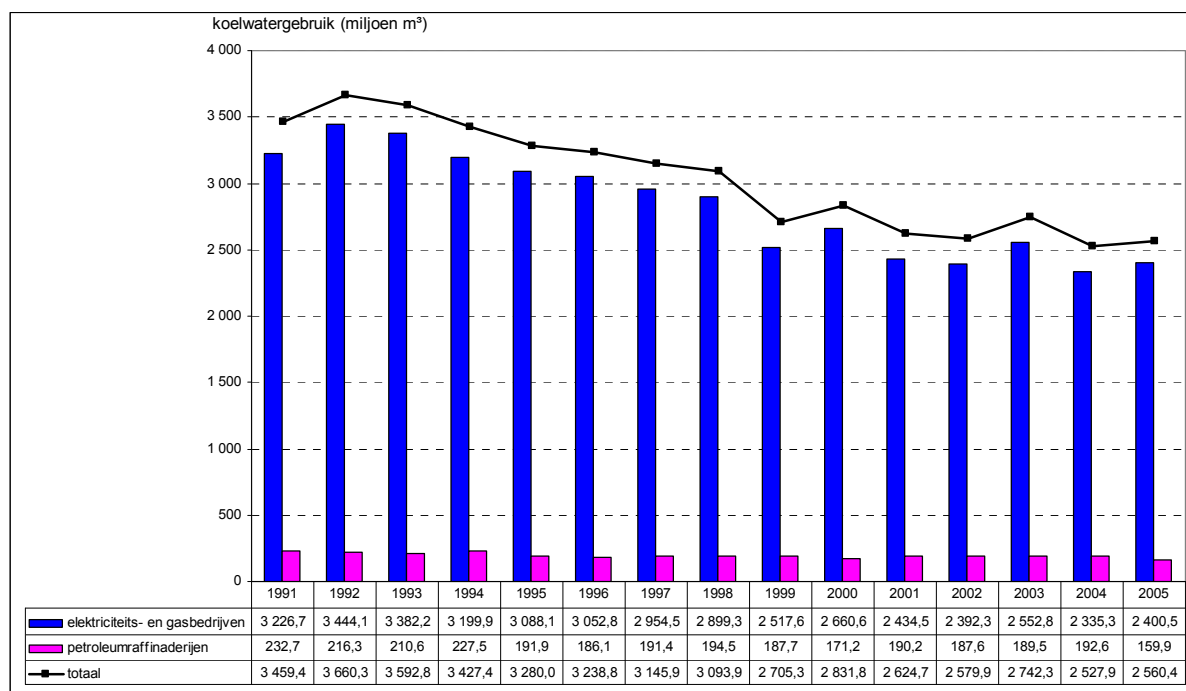


1. *doorstroom koelsystemen* ('once-through' of 'open kringloop'): men leidt éénmalig het koelwater door het systeem om de af te voeren proceswarmte op te nemen. Deze vorm van koeling vereist een relatief groot volume water, er treedt nauwelijks verdamping op, en de verblijftijd van het koelwater in het systeem is erg kort;
2. *open recirculerende koelsystemen* ('half-open kringloop'): het water recirculeert via warmtewisselaars over het proces en staat de opgenomen warmte af via verdamping in bijvoorbeeld een koeltoren<sup>129</sup> of condensor. De hoeveelheid water die verloren gaat bij het verdampen en ook bij het spuien vult men aan met vers water (suppletiewater);
3. *gesloten koelsystemen* ('gesloten kringloop'): het water circuleert voortdurend rond in een gesloten kringloop. Er treedt nauwelijks verdamping op en het water wordt nauwelijks ververs. Er vinden geen lozingen plaats, tenzij incidenteel (periodieke verversing, lekkage, ...). Dit soort koelsystemen vindt men vooral bij verbrandingsmotoren, compressoren, enz.

Het *oppompen* van koelwater kan tot milieudruk leiden doordat de pompinstallaties levende organismen (o.a. vissen) kunnen aanzuigen. De pompen kunnen eveneens geluidshinder veroorzaken. De koelwaterpluim of damppluim is de kleine hoeveelheid water die verdampt in een koeltoren en vormt normaliter geen probleem. Men kan in principe deze waterdamp recupereren om als demineralisatiewater te gebruiken.

De problematiek van het *lozen* van koelwater bespreken we bij het lozen van afvalwater in het algemeen.

Figuur 91: Koelwatergebruik door de energiesector (Vlaanderen, 1991-2005)



Bron: VMM

De Vlaamse elektriciteits- en gasector hebben samen in 2005 2 400 miljoen m<sup>3</sup> koelwater gebruikt, tegenover 2 335 miljoen m<sup>3</sup> in 2004. De gegevens hebben betrekking op de hoeveelheid *onttrokken oppervlaktewater* voor gebruik als koelwater, en niet op de *verdampte hoeveelheid*. Als we (arbitrair) veronderstellen dat 2,5 % verdampt, dan komen we voor Vlaanderen in 2005 uit op ongeveer 60 miljoen m<sup>3</sup> koelwatergebruik in termen van *verdampte hoeveelheden* (58 miljoen m<sup>3</sup> in 2004).

<sup>129</sup> In de koeltorens wordt het koelwater verdeeld over afvoerplaten. De koude opwaartse luchtstroom in de koeltoren onttrekt verdampingswarmte aan het koelwater, zodat de temperatuur van deze laatste verlaagt

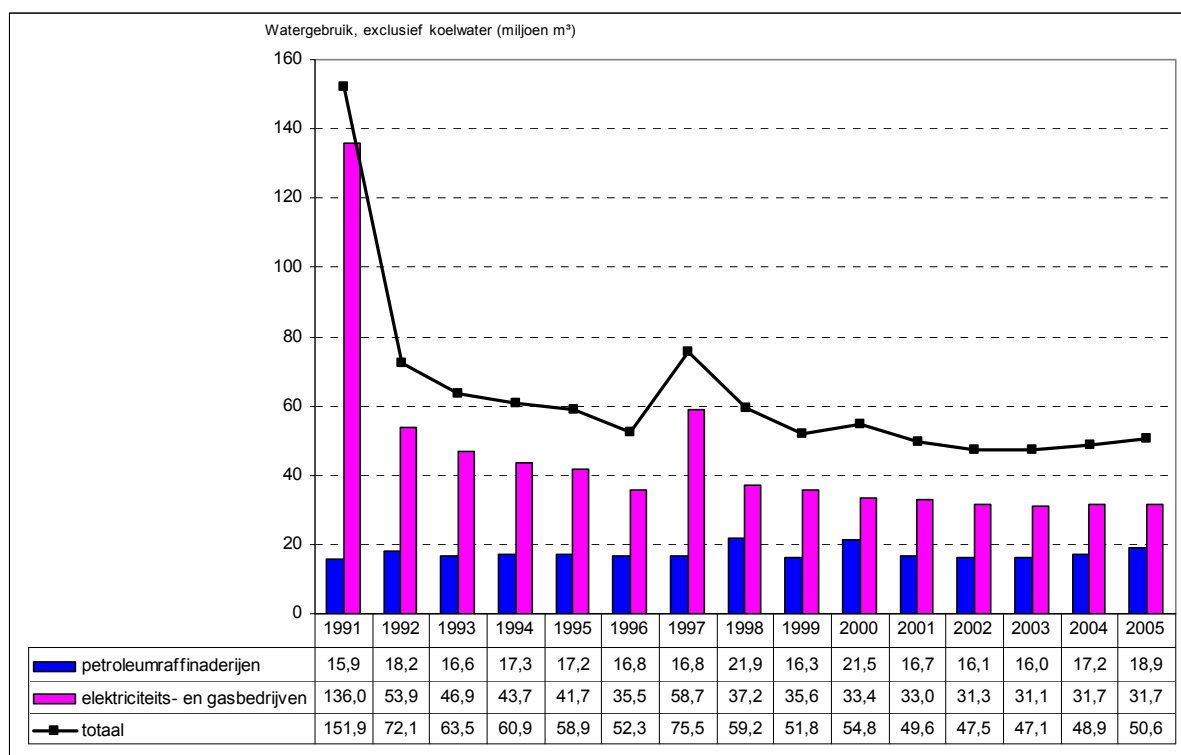
Volgens het milieuraapport van Electrabel onttrokken de koelprocessen in haar centrales *in heel België* in 2004 ongeveer 114,7 miljoen m<sup>3</sup> oppervlaktewater, gemeten als *verdamppte hoeveelheid*. De kerncentrale van Doel onttrok in 2001 1 453 822 149 m<sup>3</sup> koelwater aan de Schelde, waarvan 21 849 000 m<sup>3</sup> verdampte (of ongeveer 1,5 %), en 1 431 973 149 m<sup>3</sup> terug in de Schelde werd geloosd. In 2006 ontnam de kerncentrale van Doel 1 328 063 800 m<sup>3</sup> Scheldewater, waarvan 21 515 000 m<sup>3</sup> verdampte (of ongeveer 1,6 %). De literatuur geeft een *gemiddeld* koelwatergebruik – in termen van *verdamppte* hoeveelheden – van 1,8 liter per kWh *eindgebruik* voor thermische centrales *in de Verenigde Staten* (Torcellini *et al.*, 2003). Als we dit toepassen voor België (alle thermische centrales), dan komen we in de buurt van 140 miljoen m<sup>3</sup>, wat qua grootte-orde zeker overeenstemt met de statistieken van Electrabel.

Volgens Concawe (2004) gebruikt een Europese petroleumraffinaderij gemiddeld 4 m<sup>3</sup> koelwater per ton productiecapaciteit. Het koelwatergebruik van de Vlaamse petroleumraffinaderijen ligt volledig onder dit Europees gemiddelde, op één raffinaderij met open koelwatercircuit na, waarvan het gebruik bijna drie keer zo groot is als het Europees gemiddelde (Ecolas, 2004). Het Europees gemiddelde is wel bepaald op zowel gesloten als open koelcircuits.

## 11.2 Watergebruik (excl. koelwater) door de energiesector P

Het gebruik van water ander dan koelwater – dus ander oppervlaktewater, leidingwater, hemelwater en grondwater – daalde in de energiesector in 2005 met -66,7 % t.o.v. 1991. Het aandeel van de elektriciteits- en gasbedrijven in het sectortotaal bedroeg 62,7 % in 2005 (figuur 92).

Figuur 92: Watergebruik, exclusief koelwater, door de energiesector (Vlaanderen, 1991-2005)



Bron: VMM

De elektriciteitscentrales gebruiken vooral (leiding- of grond-)water voor de bereiding van (gedemineraliseerd) ketelwater voor de productie van stoom, en tevens leidingwater voor sanitair gebruik. Een deel van het water voor de stoomproductie verdampt tijdens het proces, de rest wordt geloosd. Het watergebruik van de elektriciteits- en gasbedrijven bedraagt jaarlijks gemiddeld 38 miljoen m<sup>3</sup>, als we de uitzonderlijke jaren 1991 en 1997 buiten beschouwing laten. De spitswaarden in deze jaren zijn waarschijnlijk het gevolg van het *ten onrechte* toewijzen van oppervlaktewatergebruik aan ander dan koelwatergebruik in de databank voor heffing op waterverontreiniging grootverbruikers

(Ecolas, 2004). Maar zelfs een gemiddelde van 38 miljoen m<sup>3</sup> watergebruik (exclusief koelwater) is helemaal niet in overeenstemming met het gemiddelde van 2 miljoen m<sup>3</sup> per jaar dat de elektriciteitssector zelf opgeeft. Mogelijke oorzaken zijn het meenemen van een deel van het verdampte koelwater bij het watergebruik ander dan koelwater; of fouten in de berekeningswijze van het jaargebruik (Ecolas, 2004). Volgens het milieurapport van Electrabel gebruikten haar centrales *in heel België* in 2004 ongeveer 3,72 miljoen m<sup>3</sup> water (exclusief koelwater), waarvan 0,40 miljoen m<sup>3</sup> oppervlaktewater; 1,23 miljoen m<sup>3</sup> grondwater en 2,09 miljoen m<sup>3</sup> leidingwater. Dit (overig) watergebruik bedroeg in 2003 nog 4,04 miljoen m<sup>3</sup>. Het activiteitenverslag 2006<sup>130</sup> vermeldt een watergebruik voor 'industriële processen' van 3,64 miljoen m<sup>3</sup> in 2006 en 3,51 miljoen m<sup>3</sup> in 2005 voor heel België. De kerncentrale van Doel gebruikte in 2001 ongeveer 0,481 miljoen m<sup>3</sup> water (exclusief koelwater), in 2006 was dit 0,160787 miljoen m<sup>3</sup>. Als we – realistisch gesproken<sup>131</sup> – uitgaan van ongeveer 50 m<sup>3</sup> *opgenomen* watergebruik (ander dan koelwater) per geproduceerde GWh, dan zou het watergebruik voor de deelsector in Vlaanderen in 2006 ongeveer 2,52 miljoen m<sup>3</sup> moeten bedragen. Ongeveer 2,5 à 3 % van dit watergebruik zou verdampen.

Volgens Concawe (2004) gebruikt een Europese petroleumraffinaderij gemiddeld 0,5 m<sup>3</sup> water (exclusief koelwater) per ton productiecapaciteit. Het watergebruik van de Vlaamse petroleumraffinaderijen ligt volledig onder dit Europees gemiddelde, op één raffinaderij na, die *veelal*<sup>132</sup> onder het Europees gemiddelde blijft (Ecolas, 2004).

## 12 Emissies naar lucht door de energiesector

*Laatst bijgewerkt: februari 2011*

### 12.1 Emissie van broeikasgassen (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SF<sub>6</sub>, PFK's, HFK's) door de energiesector P

#### 12.1.1 Verloop van de indicator

We gebruiken als indicator de evolutie van de emissies van broeikasgassen door de energiesector (in kton CO<sub>2</sub>-eq). Daarbij beschouwen we de broeikasgassen die vallen onder het Kyoto-protocol (zie achtergronddocument bij het thema Klimaatverandering op de website [www.milieurapport.be](http://www.milieurapport.be)): koolstofdioxide (CO<sub>2</sub>), methaan (CH<sub>4</sub>), distikstofoxide of lachgas (N<sub>2</sub>O), de hexafluorkoolwaterstoffen of HFK's, de pentafluorkoolwaterstoffen of PFK's en zwavelhexafluoride (SF<sub>6</sub>).

De wegingsfactoren uit de Kernset Milieudata van MIRA worden afgestemd met deze uit de officiële rapportage aan de EU en UNFCCC. Daardoor grijpen we terug naar de GWP-waarden uit het tweede (in plaats van het derde of vierde) IPCC Assessment report: 1 voor CO<sub>2</sub>, 21 voor CH<sub>4</sub>, 310 voor N<sub>2</sub>O, 23 900 voor SF<sub>6</sub>, 140 à 11 700 voor de verschillende HFK's en 6 500 à 9 200 voor de verschillende PFK's. Met deze wegingsfactoren worden tonnages omgezet in 'global warming potential' (GWP) of tonnen CO<sub>2</sub>-equivalenten (CO<sub>2</sub>-eq). Zo levert bv. 1 ton N<sub>2</sub>O een even sterke bijdrage aan het broeikas effect als 310 ton CO<sub>2</sub>.

De emissie van broeikasgassen – CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SF<sub>6</sub>, HFK's en PFK's, samengeteld als CO<sub>2</sub>-eq – door de energiesector is in 2009 met -4,5 % gedaald t.o.v. 1990 en met -4,0 % t.o.v. 2000 (figuur 93).

Stopzetting van activiteiten in de steenkoolmijnen en van de enige losstaande cokesfabriek leverden de grootste netto daling op. Dalende emissies uit klassieke thermische elektriciteitscentrales (o.a. door omschakeling van steenkool naar aardgas en biomassa) werden grotendeels gecompenseerd door de toenemende uitstoot bij WKK-installaties. Dankzij de primaire energiebesparing in WKK-installaties, laten die installaties wel emissiereducties toe in andere sectoren waar geen brandstoffen meer verbruikt worden om warmte afzonderlijk te produceren.

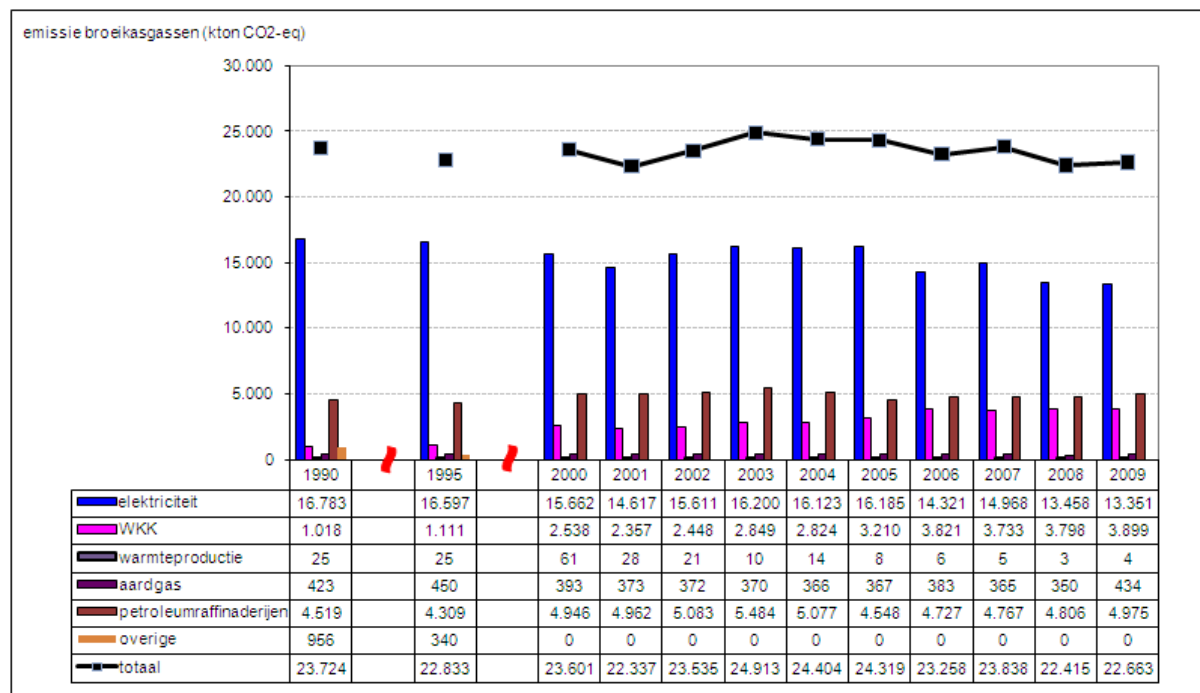
De CO<sub>2</sub>-emissies bij petroleumraffinaderijen zijn lichtjes gestegen met 10,1 % in 2009 t.o.v. 1990, maar slechts met 0,6 % t.o.v. 2000. Het laatste decennium kenden de broeikasgasemissies van de petroleumraffinaderijen een eerder schommelend verloop onder invloed van het toegenomen eigen energiegebruik en de wisselende transformatieverliezen.

<sup>130</sup> Electrabel publiceert vanaf 2006 geen afzonderlijk milieurapport meer.

<sup>131</sup> Het watergebruik zal sterk verschillen van centrale tot centrale. Dit is niet meer dan een zeer ruwe benadering.

<sup>132</sup> Het is niet meteen duidelijk wat Ecolas met *veelal* bedoelt.

Figuur 93: Emissie van broeikasgassen door de energiesector (Vlaanderen, 1990; 1995; 2000-2009\*)



\* voorlopige statistieken

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

De uitstoot van broeikasgassen door de energiesector bestond in 2009 voor 98,22 % uit CO<sub>2</sub> (verbranding van fossiele brandstoffen), voor 1,15 % uit CH<sub>4</sub> (voornamelijk lekverliezen bij distributie van aardgas), voor 0,60 % uit N<sub>2</sub>O (onvolledige verbranding) en voor 0,03 uit SF<sub>6</sub> (lekverliezen bij isolatie van apparatuur in hoogspanningsposten). De emissies van HFK's en PFK's zijn verwaarloosbaar in de energiesector.

Het overgrote deel van de broeikasgassen die de energiesector uitstoot, wordt gereguleerd door het Europees emissiehandelssysteem (ETS). Zo viel in de eerste handelsperiode (2005-2007) gemiddeld 89 % van de energetische CO<sub>2</sub>-uitstoot onder het ETS-systeem, en dit aandeel is in 2009 nog verder opgelopen tot 94 %. Enkel WKK's met een klein vermogen vallen niet onder ETS. Voor een bespreking van de emissies die in Vlaanderen onder het ETS-systeem vallen, verwijzen we naar het MIRA Achtergronddocument Klimaatverandering op [www.milieurapport.be](http://www.milieurapport.be).

### 12.1.2 Maatregelen inzake broeikasgasemissies van de energiesector

Voor een bespreking van deze maatregelen verwijzen we naar § 10.2 waar de maatregelen m.b.t. het energiegebruik van energiesector samen behandeld worden met de maatregelen inzake broeikasgasemissies.

## 12.2 Emissie van verzurende stoffen (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>) door de energiesector P

### 12.2.1 Verloop van de indicator

We gebruiken als indicator de evolutie van de emissies van verzurende stoffen door de energiesector (in 10<sup>6</sup> potentiële Zeq/j).

De verzurende stoffen zijn zwaveldioxide (SO<sub>2</sub>), stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>, uitgedrukt als NO<sub>2</sub>) en ammoniak (NH<sub>3</sub>). De wegingsfactoren voor de omzetting naar potentiële zuurequivalenten zijn: voor SO<sub>2</sub> 0,03125; voor NO<sub>x</sub> 0,02174 en voor NH<sub>3</sub> 0,05882. Hiermee worden grammen omgezet in Zuurequivalenten (Zeq). Dit betekent bv. dat 1 ton SO<sub>2</sub> overeenkomt met 0,03125 x 10<sup>6</sup> Zeq of 31,25 x 10<sup>3</sup> Zeq.

De stookemissies (of rookgasemissies) van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> zijn afkomstig van de verbranding van fossiele brandstoffen in stoomketels, turbines, fornuizen en motoren. NH<sub>3</sub>-emissies komen niet of nauwelijks voor binnen de energiesector.

De emissies van zwaveloxides resulteren uit de aanwezigheid van zwavel in de brandstof. Fossiele brandstof bevat zwavel als anorganische sulfides of organische componenten. Zwavel bijvoorbeeld komt voor in kolen als pyriethoudend zwavel, organische zwavel, zwavelzouten en elementaire zwavel. Gedurende de verbranding worden de meeste zwaveloxides gevormd onder de vorm van SO<sub>2</sub>. Voor vaste en vloeibare brandstoffen wordt 1 tot 3 % van de zwavel ook geoxideerd tot zwaveltrioxide (SO<sub>3</sub>), indien transitie-metalen in de brandstof aanwezig zijn die deze reactie katalyseren. Het zwaveltrioxide wordt geabsorbeerd op stof en in het geval van vloeibare brandstoffen draagt dit bij tot de vorming van zure roet. Aardgas wordt over het algemeen beschouwd als zwavelvrij. Dit is zeker niet het geval voor sommige 'restgassen', zoals raffinaderijgassen of cokesovengassen. Raffinaderijgassen worden door de petroleumraffinaderijen ontzwaveld in zwavelherwinningseenheden.

Tijdens de verbranding van fossiele brandstoffen ontstaan verschillende stikstofoxides (NO<sub>x</sub>), zoals stikstofoxide (NO), stikstofdioxide (NO<sub>2</sub>) en distikstofoxide (N<sub>2</sub>O). Bij normale verbranding ontstaat 90 à 97 % NO en 3 à 10 % NO<sub>2</sub>. Het NO oxideert zeer snel tot NO<sub>2</sub>. De vorming van NO<sub>x</sub> wordt geleid door drie essentiële mechanismen, gekarakteriseerd door de bron van stikstof en de omgeving waar de reactie plaatsvindt:

- prompt NO<sub>x</sub>: stikstof in de (verbrandings)lucht geeft aanleiding tot NO<sub>x</sub>-vorming uit het eerste contact tussen brandstof en lucht in de vlamzone (vlamfront);
- thermische NO<sub>x</sub>: stikstof in de (verbrandings) lucht geeft aanleiding tot NO<sub>x</sub>-vorming bij hoge temperaturen in de verbrandingsproducten;
- brandstofgebonden NO<sub>x</sub>: een hoeveelheid stikstofgebonden koolwaterstoffen (HCN) in fossiele brandstoffen geven aanleiding tot NO<sub>x</sub>-vorming. De vorming van brandstofgebonden NO<sub>x</sub> vindt reeds plaats bij relatief lage temperaturen. Aardgas is van nature uit nagenoeg vrij van gebonden stikstof.

Naast deze stookemissies zijn er ook procesemissies van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>, bijna uitsluitend afkomstig van de petroleumraffinaderijen. Die procesemissies van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> door de petroleumraffinaderijen komen van:

- de regenerator van de katalytische kraker: De SO<sub>2</sub>-emissies ontstaan bij het afbranden van de coke van de katalysator. De NO<sub>x</sub>-emissies komen van de oxidatie van stikstof in de coke en in de lucht;
- de eenheden voor zwavelherwinning (Claus-procédé): De SO<sub>2</sub>-emissies komen van het verbranden van een deel van de H<sub>2</sub>S tot SO<sub>2</sub>. Het zwavelherwinningsrendement is nooit 100 %;
- de productie van geblazen bitumen: De SO<sub>2</sub>-emissies komen van de gedeeltelijke oxidatie van vacuümresidu;
- de fakkel(s): de SO<sub>2</sub>-emissies ontstaan bij het affakkelen van zwavelhoudende gasstromen opgelijnd naar de fakkel;
- de verbrandingsovens voor het verbranden van slib of eventueel andere afvalstoffen.

De emissies door de petroleumraffinaderijen zijn afhankelijk van de doorzet aan ruwe aardolie en tussenproducten, de kwaliteit van de verwerkte ruwe aardolie en tussenproducten, de verhouding vloeibare/gasvormige brandstoffen, de behandeling van de producten in 'hydrotreaters', de thermische rendementen van de branders, enz.

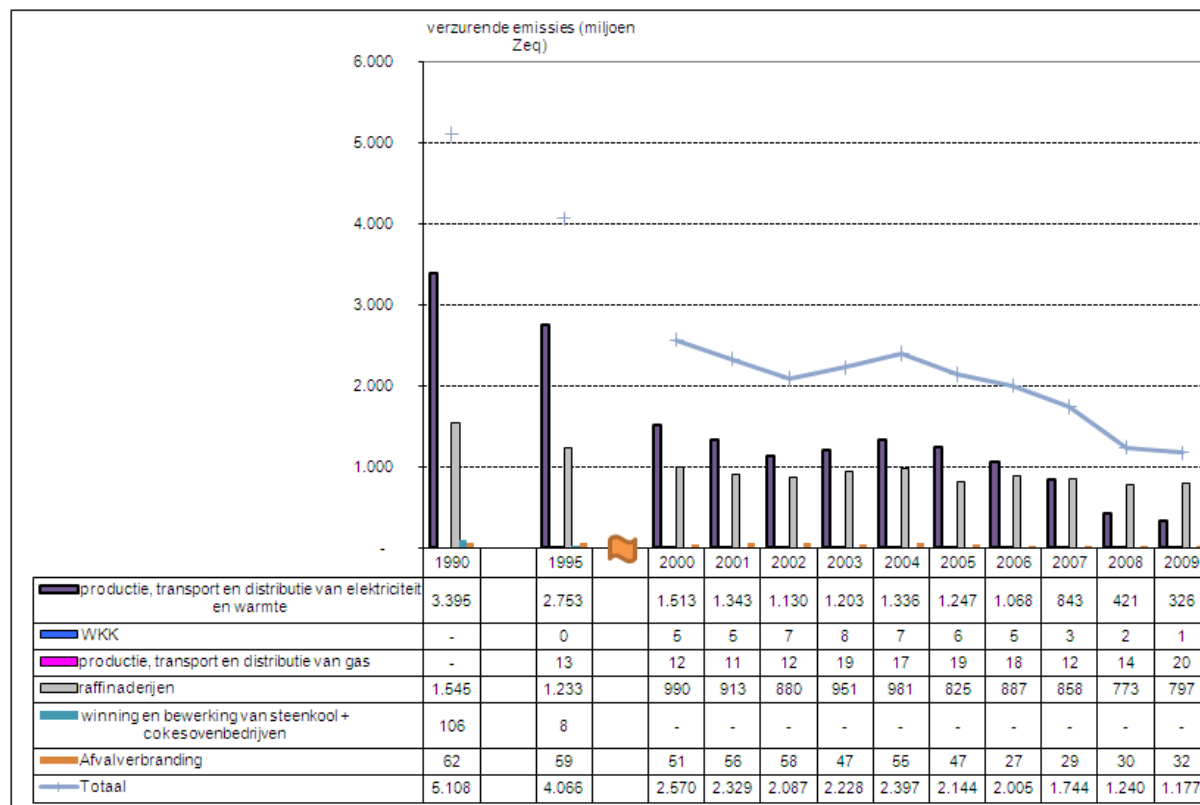
De emissie van ammoniak is niet direct het gevolg van verbranding van fossiele brandstof, maar wel van een onvolledige reactie van ammoniak met NO<sub>x</sub> in het ontstikkingsproces. Ammoniak wordt als additief gebruikt in bepaalde soorten ontstikkingsinstallaties. De ongereageerde ammoniak ('ammoniakslib') wordt dan geëmitteerd samen met de rookgassen. Het ammoniakslib neemt toe met de NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub>-ratio, maar ook met het afnemen van de activiteit van de katalysator<sup>133</sup>.

<sup>133</sup> VITO, BBT-studie 'Stookinstallaties en stationaire motoren', Mol, mei 2002.

De totale emissie van verzurende stoffen door de energiesector daalde in 2009 met 77,0 % t.o.v. 1990 en daalde met 54,2 % t.o.v. 2005 (figuur 94).

Het aandeel van de elektriciteitscentrales in de verzurende emissies van 2009 bedroeg ± 27,7 % (66,5 % in 1990), dat van WKK 0,1 % (0,0 % in 1990), en dat van de petroleumraffinaderijen ± 67,7 % (30,3 % in 1990). De verzurende emissies van de afvalverbrandingsovens bedroegen 2,8 % in 2009 (1,2 % in 1990). De gasbedrijven vertegenwoordigden in 2009 1,7 % van het totaal.

Figuur 94: Evolutie van de verzurende emissies door de energiesector (Vlaanderen, 1990; 1995; 2000-2009\*)



voorlopige statistieken

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

Het aandeel van SO<sub>2</sub> was 68,6 % en dat van NO<sub>x</sub> 31,4 %. De NH<sub>3</sub>-emissies door de energiesector zijn verwaarloosbaar of onbestaande. De reducties in de periode 1995-2000 zijn een gevolg van de strengere norm op de som van de emissies afkomstig van de stookinstallaties en de procesinstallaties van petroleumraffinaderijen ('stolpnorm' van 1 300 mg SO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> i.p.v. 2 000 mg SO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>), en vooral het in werking treden van een rookgasontzwavelings- en ontstikkingsinstallatie in de kolencentrale van Langerlo. De geleidelijke daling van de emissie over heel de beschouwde periode '90-'09 is in hoofdzaak het gevolg van het gebruik van minder zwavelrijke steenkool en stookolie, en van de gedeeltelijke omschakeling naar aardgas. De stijging van de emissie van SO<sub>2</sub> in 2003 en 2004 is vooral het gevolg van het (opnieuw) stijgen van het stookoliegebruik en het verstoken van steenkool met een hoger zwavelgehalte door de elektriciteitscentrales. De sterke daling vanaf 2007 bij de elektriciteitscentrales is vooral het gevolg van de rookgasontzwaveling in de centrale van Ruien.

### 12.2.3 Maatregelen inzake verzurende emissies bij elektriciteitsbedrijven

#### 12.2.3.1 Technische maatregelen

Mogelijke maatregelen om de verzurende emissies terug te dringen zijn het gebruik van minder zwavelrijke fossiele brandstoffen of van zuiveringsinstallaties. De zwavel- en stikstofoxiden die toch worden gevormd kan men uit de rookgassen verwijderen via ontzwavelings- en ontstikkingsinstallaties. De klassieke thermische centrales in Vlaanderen gebruiken zogenaamde

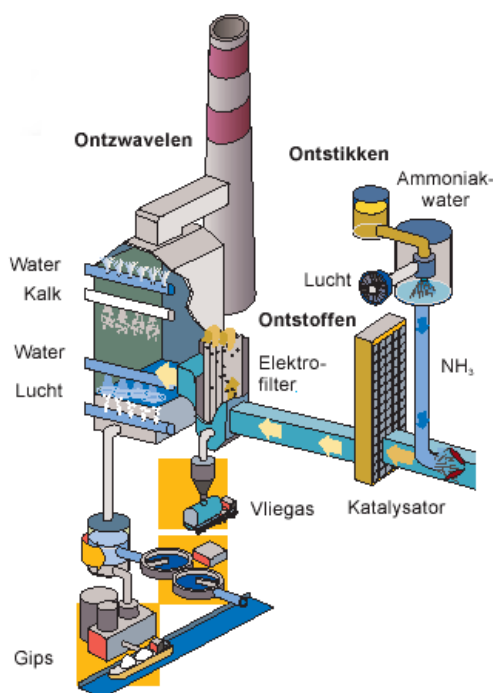
'primaire' technieken (meestal lage-NO<sub>x</sub> branders) om de vorming van stikstofoxiden te beperken. Installaties om de gevormde stikstofoxiden uit de rookgassen te verwijderen noemt men 'secundaire' (ontstikkings)technieken. Enkel de klassieke centrales van Langerlo en Ruien zijn uitgerust met installaties om de stikstofoxiden en zwaveloxiden uit de rookgassen te verwijderen. De elektriciteitscentrales hebben – net als de petroleumraffinaderijen – in de jaren '80 en '90 grote inspanningen geleverd om de emissies van verzurende stoffen terug te dringen (tabel 45).

Tabel 45: Overzicht van de maatregelen die de elektriciteitscentrales hebben genomen om verzurende emissies te beperken

	NO <sub>x</sub> -reductie	SO <sub>2</sub> -reductie
Klassieke centrale Langerlo	OFA + SCR	FGD
Klassieke centrale Kallo	getrapt stoken(gas)	
Klassieke centrale Rodenhuize		
groep 2-3		
groep 4	getrapt stoken(gas)	LSC
Klassieke centrale Ruien		
groep 3-4	OFA	LSC
groep 5	LNB + getrapt stoken(gas)	LSC
groep 6	getrapt stoken(gas)	
Klassieke centrale Mol		
groep 11	LNB	LSC
groep 12	LNB	LSC
STEG Drogenbos	LNB	
STEG Herdersbrug	LNB	
STEG Vilvoorde	LNB	
STEG Gent Ringvaart	LNB	
STEG Gent Ham	LNB	
Gasturbine repowering Langerlo	LNB	
Gasturbine repowering Ruien	LNB	
Dieselcentrale Gent Ham		
Dieselcentrale WVEM Harelbeke		
WKK gasturbines	LNB	
WKK motoren	SCR (enkel in glastuinbouw)	

OFA = Over Fire Air, LNB = Lage-NO<sub>x</sub> branders, SCR = selectieve katalytische reductie, FGD = natte kalkwassing, LSC = laagzwavelige steenkool

Figuur 95: Rookgasontzwaveling, ontstikking en ontstopping bij een kolencentrale



Bron: Brochure 'Electrabel – Europees producent van elektriciteit' (website: [www.electrabel.com](http://www.electrabel.com))

In de centrale van Langerlo worden de zwavelhoudende rookgassen gereinigd door een mengsel van kalksteen en water dat via een sproei-installatie in een wastoren wordt verneveld. De kalk bindt het zwaveldioxide uit de rookgassen tot gips, dat eens ontwaterd een zeer goede kwaliteit heeft. Het afvalwater van de rookgaszuivering wordt gezuiverd in een waterzuiveringsinstallatie. Om de stikstofoxiden te verwijderen vermengt men ammoniakwater met lucht dat via een sproeisysteem in de NO<sub>x</sub>-rijke gassen wordt geïnjecteerd. Het mengsel van stikstofoxiden en ammoniak stroomt over een katalysator en wordt omgezet naar zuiver stikstofgas (N<sub>2</sub>) en waterdamp (H<sub>2</sub>O). Het tussenbouwen van rookgas- en ontstikkingsinstallaties in bestaande centrales gaat gepaard met grote technische problemen. De centrale van Langerlo bezorgde extra problemen, omdat men te maken had met omgebouwde ketels die zowel stookolie ('fuel') als steenkool konden verstoken. De centrale Langerlo stelde in de jaren 2000 en 2001 haar ontstikkingsinstallatie op beide stroomgroepen in werking.

Het uitrusten van de steenkoolcentrale Ruijn (Kluisbergen) met een rookgasontzwavelings- en ontstikkingsinstallatie (DeSO<sub>x</sub>-DeNO<sub>x</sub>) vond plaats van 2005 tot 2008. De ontzwavelingsinstallatie (met een rendement van 92 %) bestaat uit de kalksteen voorbereiding (kalksteensuspensie wordt klaargemaakt met proceswater en naar de wastoren gevoerd), de wastoren (de eigenlijke ontzwaveling door contact tussen de suspensie en de rookgassen), en de gipswinning (het gips wordt van het waswater afgescheiden). Het grootste gedeelte van het water wordt terug in de cyclus gebracht, terwijl een beperkt gedeelte naar de afvalwaterbehandelingsinstallatie wordt verpompt. Het gips wordt gerecycleerd als grondstof in de gipsverwerkende industrie. Groepen 3, 4 en 5 van de centrale zijn uitgerust met een DeNO<sub>x</sub> systeem: één op elke ketel van groep 3 en 4, en twee voor de ketel van groep 5 (één op elke keteluitgang aan de rookgaszijde). Het DeNO<sub>x</sub> systeem zet de NO<sub>x</sub> in de rookgassen met ammoniak en met behulp van een katalysator om naar water en stikstof. Het rendement is hoger dan 80 %.

#### 12.2.2.2 Milieubeleidsvereenkomst (MBO Elektriciteitssector)

De Europese Unie keurde op 23.10.2001 twee richtlijnen goed die de uitstoot van zwaveldioxide en stikstofoxides verder moeten beperken:



- De 'Richtlijn grote stookinstallaties' (2001/80/EG) legt minimumgrenswaarden op voor zowel nieuwe als bestaande installaties en voor de vervuilende stoffen SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>. De meeste installaties van de elektriciteitsproducenten vallen onder het toepassingsgebied van de Richtlijn grote stookinstallaties. Deze richtlijn wordt omgezet in de Titel II van het Vlareem.
- De 'NEM-richtlijn' (2001/81/EG) bepaalt dat alle lidstaten voor 2010 de uitstoot van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> moeten terugbrengen tot zogenaamde emissieplafonds (emissiejaarvrachten die uiterlijk vanaf 2010 niet meer mogen worden overschreden). Deze emissieplafonds bedragen voor België 99 kiloton SO<sub>2</sub> (- 73 % t.o.v. 1990) en 176 kiloton NO<sub>x</sub> (- 48 % t.o.v. 1990). Op de Interministeriële Conferentie Leefmilieu van 16.06.2000 werd een akkoord bereikt over de verdeling van de Belgische emissieplafonds tussen de verschillende gewesten in België. De SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissieplafonds die hierbij voor stationaire bronnen — dus voor alle sectoren samen, uitgezonderd transport — in Vlaanderen zijn vastgelegd, bedragen respectievelijk 65,8 en 58,3 kiloton.

De Europese Commissie bereidt een wijziging (verstrenging) voor van de richtlijn 'grote stookinstallaties', die in principe zou ingaan in 2016.

Vlaams minister van Leefmilieu, Natuur en Cultuur en de Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven (FEBEG) ondertekenden in 2010 een nieuwe Milieubeleidsvereenkomst (MBO) om de SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies van installaties van elektriciteitsproducenten verder te verminderen. Deze MBO voert de Europese NEC-richtlijn (National Emission Ceilings) van 2001 betreffende nationale emissieplafonds voor bepaalde luchtverontreinigende stoffen verder uit. De overeenkomst geldt voor de periode 2010-2014. De nieuwe MBO vervangt de MBO van 2005-2009. In de MBO van 2005-2009 – die afliep op 31.12. 2009 – werden voor het eindjaar 2009 absolute emissieplafonds voor SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> vastgelegd van respectievelijk 7,5 en 14 kton. In die MBO was ook de mogelijkheid tot verlenging voorzien. Voor de voorziene verlengingsperiode 2010 - 2014 werden indicatieve plafonds voor SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> van respectievelijk 4,3 en 11 kton voorgesteld vanaf 2013. Het indicatieve plafond van 11 kton voor NO<sub>x</sub> was tevens als streefwaarde voorzien vanaf 2010. De in de MBO 2005-2009 afgesproken reductiedoelstellingen voor zwaveldioxide (SO<sub>2</sub>) en stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>) werden ruimschoots gehaald. Tussen 1990 en 2008 werden de SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies van de elektriciteitssector in Vlaanderen teruggebracht van 47 kton NO<sub>x</sub> en 72 kton SO<sub>2</sub> in 1990 tot ca. 12,5 kton NO<sub>x</sub> en 6,5 kton SO<sub>2</sub> in 2008.

Het oorspronkelijke voorstel was om de NO<sub>x</sub> streefwaarde van 11 kton uit de MBO 2005-2009 in de nieuwe MBO als bindend plafond op te nemen. Omdat het moeilijk is om het investeringsklimaat en het aantal en type nieuwkomers voor de volgende periode tot 2014 nauwkeurig in te schatten, en omdat de verantwoordelijkheid voor het naleven van de doelstellingen van de nieuwe MBO billijk moet verdeeld zijn tussen de overheid en de sector, werd overeengekomen om voor NO<sub>x</sub> een *relatief* plafond in te voeren, waarbij de emissie wordt gerelateerd aan de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit, te hanteren in plaats van een absoluut plafond waarbij de emissies van de nieuwkomers telkens in mindering dienen gebracht te worden.

*Tabel 46: Doelstellingen van de milieubeleidsvereenkomst 2010-2014 tussen BFE en de Vlaamse regering*

	referentie 2005	2010	2011	2012	2013	vanaf 2014
kton SO <sub>2</sub>	24,2	6,0	6,0	6,0	2,8	2,8
g NO <sub>x</sub> /MWh <sub>e</sub>	894	440	350	350	350	325

Bron: Milieubeleidsvereenkomst betreffende de vermindering van de SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies afkomstig van installaties van elektriciteitsproducenten voor de periode 2010-2014

De nieuwe MBO is van toepassing op de bestaande, veeleer grotere elektriciteitsproductie-installaties waarin fossiele brandstoffen en/of biomassastromen worden gestookt. In het besluit van de Vlaamse Regering van 19.06.2009 (BS 28.08.2009) zijn de NO<sub>x</sub>-emissiegrenswaarden voor grote stookinstallaties en energiecentrales al verder verscherpt (Bron: Persbericht van minister Joke Schauvliege, Vlaams minister van Leefmilieu, Natuur en Cultuur).

## 12.2.3 Maatregelen inzake verzurende emissies bij petroleumraffinaderijen

### 12.2.3.1 Technische maatregelen

Ongeveer 60 % van de SO<sub>2</sub>-emissies van petroleumraffinaderijen is afkomstig van verbranding van brandstoffen in fornuizen en ketels. Een groot deel van de emissiebestrijdingsmaatregelen zijn bijgevolg hierop gericht. De tweede grootste emittant is de regenerator van de katalytische kraker, gevolgd door zwavelherwinningseenheden en fakkels. Technologische mogelijkheden om SO<sub>2</sub>-emissies te reduceren, zijn:

- verminderen van de zwavelinhoud van brandstoffen: vervangen van zware stookolie door laagzwavelige; overschakeling op (aard)gas; rookgasontzwaveling;
- toevoegen van de-SO<sub>x</sub> additief bij de katalysator van de katalytische kraker (bij licht ontzwavelde voeding);
- ontzwaveling van de voeding van de katalytische kraker;
- toevoegen van een derde reactor aan het Claus-proces;
- toevoegen van een staartgasbehandelingseenheid aan de zwavelherwinningseenheid.

NO<sub>x</sub>-emissies van raffinaderijen hangen af van verschillende factoren: brandstoftype, waterstof- en stikstofinhoud van de brandstof, ontwerp van de branders, werkingscondities (temperatuur, verblijftijd ...). Bijgevolg zullen NO<sub>x</sub>-emissies sterk verschillen van petroleumraffinaderij tot petroleumraffinaderij. De NO<sub>x</sub>-bestrijdingstechnologieën kunnen we opdelen in 4 categorieën:

- wijzigingen in de werking voor de verbranding: verwijderen van stikstof uit de voeding<sup>134</sup>;
- wijzigingen aan de verbranding: injectie van verdunners (rookgas, stoom, NO<sub>x</sub> ...) waardoor de verbrandingstemperatuur verlaagt; recirculatie van rookgassen waardoor de temperatuur verlaagt; lage-NO<sub>x</sub> branders;
- rookgasbehandeling: selectieve katalytische reductie van NO<sub>x</sub> uit rookgassen (+ ontstopping d.m.v. elektrostatische filter); selectieve niet-katalytische reductie van NO<sub>x</sub>;
- opkomende technologieën: selectieve (niet)-katalytische reductie van NO<sub>x</sub> voor kleverige en hoogzwavelige gasstromen; toevoegen van de-NO<sub>x</sub> additief bij de katalysator van de katalytische kraker.

### 12.2.3.2 Aanpassingen aan Vlarem II

In het kader van de omzetting van een aantal Europese richtlijnen en de ratificatie van het protocol van Göteborg, keurde de Vlaamse regering in 2004 een wijziging aan Vlarem II goed. Voor petroleumraffinaderijen gelden de volgende emissiegrenswaarden voor SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> (tabel 47).

Tabel 47: Emissiegrenswaarden voor SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en CO voor petroleumraffinaderijen

vervuilende stof	datum in werking	emissiegrenswaarde
voor SO <sub>2</sub>	tot 31.12.2004	1 000 mg/Nm <sup>3</sup>
	vanaf 01.01.2005	800 mg/Nm <sup>3</sup>
	vanaf 01.01.2010	350 mg/Nm <sup>3</sup>
voor NO <sub>x</sub>	tot 31.12.2004	350 mg/Nm <sup>3</sup> <sup>(b)</sup>
	vanaf 01.01.2005	300 mg/Nm <sup>3</sup> <sup>(a) (b)</sup>
	vanaf 01.01.2010	200 mg/Nm <sup>3</sup> <sup>(b)</sup>
voor CO	tot 31.12.2009	150 mg/Nm <sup>3</sup>
	vanaf 01.01.2010	100 mg/Nm <sup>3</sup>

<sup>(a)</sup> Deze emissiegrenswaarde mag in een aantal gevallen worden verhoogd tot 350 mg/Nm<sup>3</sup> (VLAREM II, Hoofdstuk VI, Afdeling 5.20.2).

<sup>(b)</sup> Uitgedrukt als NO<sub>2</sub>

Bron: Vlarem II

<sup>134</sup> Deze maatregel wordt zelden toegepast wanneer enkel beoogd wordt de emissies te verminderen, gezien het verhoogde brandstofgebruik (en de kosten) die ermee gepaard gaan.

De emissiegrenswaarden hebben betrekking op de som van de emissies afkomstig van de stookinstallaties en de procesinstallaties ('stolpmissienorm'). Stookinstallaties omvatten ook gasturbines in WKK-toepassing. Het maakt niet uit of de petroleumraffinaderij de stookinstallaties al dan niet zelf uitbaat. De gemiddelde maandelijkse SO<sub>2</sub>-emissie van het geheel van alle installaties moet beneden de grenswaarde van 1 700 mg/Nm<sup>3</sup> liggen, met uitzondering van de nieuwe grote stookinstallaties.

De stolpnormen voor SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> zijn, in overleg met de sector, gebaseerd op een SO<sub>2</sub>-jaaremissieplafond van 312,500 miljoen Zeq en een NO<sub>x</sub>-jaaremissieplafond van 141,310 miljoen Zeq voor heel de petroleumraffinaderijsector tegen 2010. Op 01.01.2010 werden voor de petroleumraffinaderijen de strengere emissiegrenswaarden voor SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> van kracht. Dit is één van de voornaamste maatregelen die de Vlaamse overheid heeft genomen in het kader van de Europese richtlijn 'nationale emissieplafonds' (NECD of National Emission Ceilings Directive). De overheid heeft de emissiegrenswaarden voor SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> vastgelegd op basis van een aandeel van de petroleumraffinaderijen in het nationaal emissieplafond van 10 kt SO<sub>2</sub> / jaar en 6,5 kt NO<sub>x</sub> / jaar (doelstellingen vanaf 2010).

We vermelden in tabel 47 ook de emissiegrenswaarden voor CO (hoewel CO-emissies niet tot de verzurende emissies behoren).

### 12.3 Emissie van ozonprecursoren (NMVOS, NO<sub>x</sub>, CO, CH<sub>4</sub>) door de energiesector **P**

#### 12.3.1 Verloop van de indicator

We gebruiken als indicator de emissie van precursoren van troposferische ozon door de energiesector (in ton TOFP/j).

De precursoren van troposferisch ozon zijn niet-methaan Vluchtige Organische Stoffen (NMVOS), stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>), methaan (CH<sub>4</sub>) en koolstofmonoxide (CO). De wegingsfactoren voor omzetting naar 'Troposferic Ozon Forming Potential' (TOFP) zijn voor NMVOS 1; NO<sub>x</sub> 1,22; CH<sub>4</sub> 0,014 en CO 0,11. Hiermee worden tonnages omgezet in TOFP. Zo stemt bv. 1 ton NO<sub>x</sub> overeen met een TOFP van 1,22 ton.

De emissiebronnen – en maatregelen voor de aanpak ervan – van stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>) en van methaan (CH<sub>4</sub>) binnen de energiesector werden al eerder besproken.

De emissie van NMVOS bij stookinstallaties is te wijten aan een onvolledige verbranding van de brandstof, en wijst dus op een slechte verbranding. Koolstofmonoxide (CO) treedt steeds op als intermediair product bij het verbrandingsproces. CO wijst eveneens op een onvolledige verbranding en is meestal een indicator van een mank lopend verbrandingsproces. Het vormingsmechanisme van CO bij verbranding is vergelijkbaar met dat van thermische NO<sub>x</sub> en NMVOS bij verbranding<sup>135</sup>.

De CO-emissies van de petroleumraffinaderijen zijn hoofdzakelijk afkomstig van de regenerator van de katalytische kraker. De CO-emissies komen van de onvolledige verbranding bij het afbranden van de katalysator en zijn vrij aanzienlijk. De CO wordt normaal verder verbrand in afgassenketels, met opwekking van warmte. Bij abnormale bedrijfsomstandigheden worden CO-gassen rechtstreeks naar de schoorsteen geleid.

Naast deze stookemissies zijn er ook procesemissies van CO en NMVOS. De procesemissies in de energiesector zijn bijna uitsluitend afkomstig van de petroleumraffinaderijen. Deze procesemissies komen van:

- de raffinageprocessen: De NMVOS-emissies zijn afkomstig van lekverliezen die optreden bij flenzen, afsluiters, kleppen, veiligheidskleppen, pompen, compressoren, monsternamepunten, enz. vooral daar waar vluchtige producten onder druk worden behandeld;
- de opslagtanks en overslaginstallaties: De NMVOS-emissies zijn afkomstig van lekverliezen en van ademverliezen en verplaatsingsverliezen. Ademverliezen ontstaan door het opwarmen van het petroleumproduct, waarbij dampen ontstaan die via luchtinlaten in de omgevingslucht

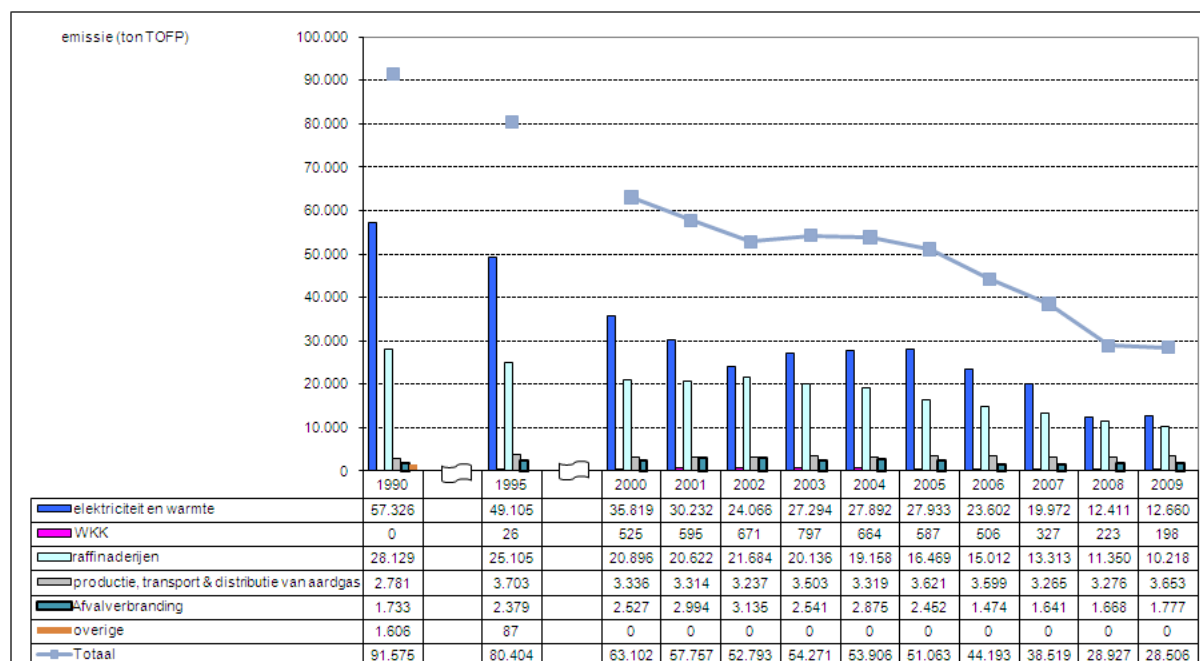
<sup>135</sup> VITO, BBT-studie 'Stookinstallaties en stationaire motoren', Mol, mei 2002.

terechtkomen. Verplaatsingsverliezen ontstaan door het naar buiten wegdukkken van dampen bij het beladen van de tanks;

- de afvalwaterbehandeling, inclusief het rioolsysteem, en koeltorens: De NMVOS-emissies zijn afkomstig van verdampingsverliezen.

De gezamenlijke emissie van de *precursoren van troposferische ozon* (NMVOS, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> en CO) door de energiesector bedroeg in 2009 28 506 ton TOFP, een daling met 68,9 % t.o.v. 1990 en met -54,8 % t.o.v. 2000 (figuur 96). Het aandeel van de elektriciteitsproducenten (zonder WKK's) in deze emissies bedroeg 44,4 %, van de petroleumraffinaderijen 35,8 %, en van de aardgassector 12,8 %. Afvalverbranding heeft nog een respectabel aandeel van 6,2 %. Het aandeel van de WKK's echter is marginaal (0,7 %).

Figuur 96: Evolutie van de emissies van precursoren van troposferische ozon door de energiesector (Vlaanderen, 1990; 1995; 2000-2009\*)



\* voorlopige statistieken

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

De bijdrage van de energiesector aan de ozonvorming op warme zomerdagen is bijna uitsluitend te wijten aan de emissies van NO<sub>x</sub> en van NMVOS. Wat betreft de NO<sub>x</sub>-emissies (in ton TOFP) hebben de elektriciteitsproducenten (zonder WKK's) een aandeel van 59,4 %, de petroleumraffinaderijen van 26,8 %, de afvalverbrandingsovens van 8,2 % en de aardgassector van 5,4 % (de resterende 0,3 % is voor rekening van de WKK's). Wat betreft NMVOS-emissies (in ton TOFP) hebben de petroleumraffinaderijen het grootste aandeel (60,7 %), gevolgd door de aardgassector (33,9 %), de elektriciteitsproducenten (2,7 %) en tot slot de WKK's (1,6 %) en afvalverbranding 1,0 %.

De sterke dalingen in de elektriciteitssector en de petroleumraffinaderijen zijn vooral het gevolg van de maatregelen voor het beperken van de verzurende emissies, NO<sub>x</sub> in het bijzonder (zie § 12.2.3). Voor petroleumraffinaderijen is er eveneens een sterke daling van de NMVOS-procesemissies, dank zij maatregelen (verminderen van de verliezen) die in de eerste helft van de jaren 2000 werden genomen. Voor de CO- en CH<sub>4</sub>-emissies is er niet echt sprake van een dalende trend. Deze kunnen sterk fluctueren naargelang de procesvoering. Voor afvalverbranding zijn de CO-emissies vanaf 2000 wel duidelijk lager dan in het voorgaande decennium, vermoedelijk door een verbetering van de verbrandingsefficiëntie.

### 12.3.2 Maatregelen i.v.m. precursoren van troposferische ozon

Men kan de volgende maatregelen nemen om de emissies van precursoren te beperken:

- het aanpassen van de verbrandingscondities (temperatuur, verblijftijd) om de *stookemissies* van NO<sub>x</sub>, CO en NMVOS te reduceren;
- het implementeren van een 'Lek Detectie en Herstel Systeem' om de procesemissies te bestrijden. Daarnaast kan men de VOS van uitlaten, pompen en compressoren verzamelen en naar een fakkelsysteem te leiden;
- er voor zorgen dat er zo weinig mogelijk koolwaterstoffen in het (koel-, afval- en proces)water terecht komen om zodoende de VOS-emissies van afvalwaterbehandeling te minimaliseren. Andere maatregelen omvatten het overdekken van olie/water scheiders en de behandeling van de afgevoerde lucht, en het converteren van open afvoerkanalen naar gesloten pijpen;
- voor het beperken van de niet-geleide NMVOS-emissies afkomstig van de op- en overslag kan men tanks met een vast dak uitrusten met een inwendig drijvend dak of tanks met een vast dak vervangen door tanks met een drijvend dak, tanks met drijvende daken voorzien van efficiënte, dubbele afdichtingen, actieve koolfilters gebruiken, reflecterende verf aanbrengen en een isolatielaag voorzien voor het beperken van de ademverliezen;
- het inzetten van een dampretoursysteem, en/of de uitbreiding van het dampretoursysteem met een adsorptiesysteem voor de terugwinning van verdampte producten, om de VOS-uitstoot bij het laden en ontladen te beperken.

Voor de petroleumraffinaderijen is VLAREM II aangepast (zie § 10.2.3.2).

## 12.4 Emissie van zwevend stof (totaal; PM10; PM2,5) door de energiesector P

### 12.4.1 Verloop van de indicator

We gebruiken als indicator de evolutie van de emissies van stof door de energiesector (in ton/j). De indicator geeft het verloop van de emissies van *primaire* stofdeeltjes weer, i.e. de deeltjes die *rechtstreeks* in de atmosfeer worden uitgestoten.

De emissie van stof door de elektriciteitscentrales is vooral afkomstig van vliegassen die ontstaan bij de verbranding van poederkool in kolencentrales. De verbranding van vloeibare brandstoffen is ook een bron van stof, maar in mindere mate dan bij steenkool. Bij een slechte verbranding zal er hoofdzakelijk roet worden gevormd. De verbranding van aardgas is geen belangrijke bron van stofemissies. De verbranding van cokesovengassen kan wel aanleiding geven tot (beperkte) emissies van stof. Met behulp van elektrofilters wordt het stof zo veel mogelijk uit de rookgassen verwijderd. Het rendement van deze filters is groter dan 99 %.

De emissies van stof door de petroleumraffinaderijen zijn afkomstig van:

- de fornuizen van de diverse processen en de ketels voor de opwekking van stoom en/of elektriciteit: De stofemissies zijn bijna uitsluitend afkomstig van het verbranden van vloeibare brandstoffen;
- de regenerator van de katalytische kraker: Het afbranden van cokes die zich op de wanden van de buizen van de kraker afzet tijdens het proces genereert stof. De stofemissies bestaan vooral uit katalysatordeeltjes, zware metalen die zich op de katalysatordeeltjes hebben afgezet en koolstofdeeltjes (coke), die grotendeels door tweetrapscyclonen of andere stofvangstapparatuur worden afgevangen om te beletten dat katalysatordeeltjes zouden verloren gaan;
- de zwavelrecuperatie-eenheid: In de naverbrander die niet-geconverteerde H<sub>2</sub>S omzet tot SO<sub>2</sub> wordt stof gevormd;
- het blazen van bitumen;
- het affakkelen.

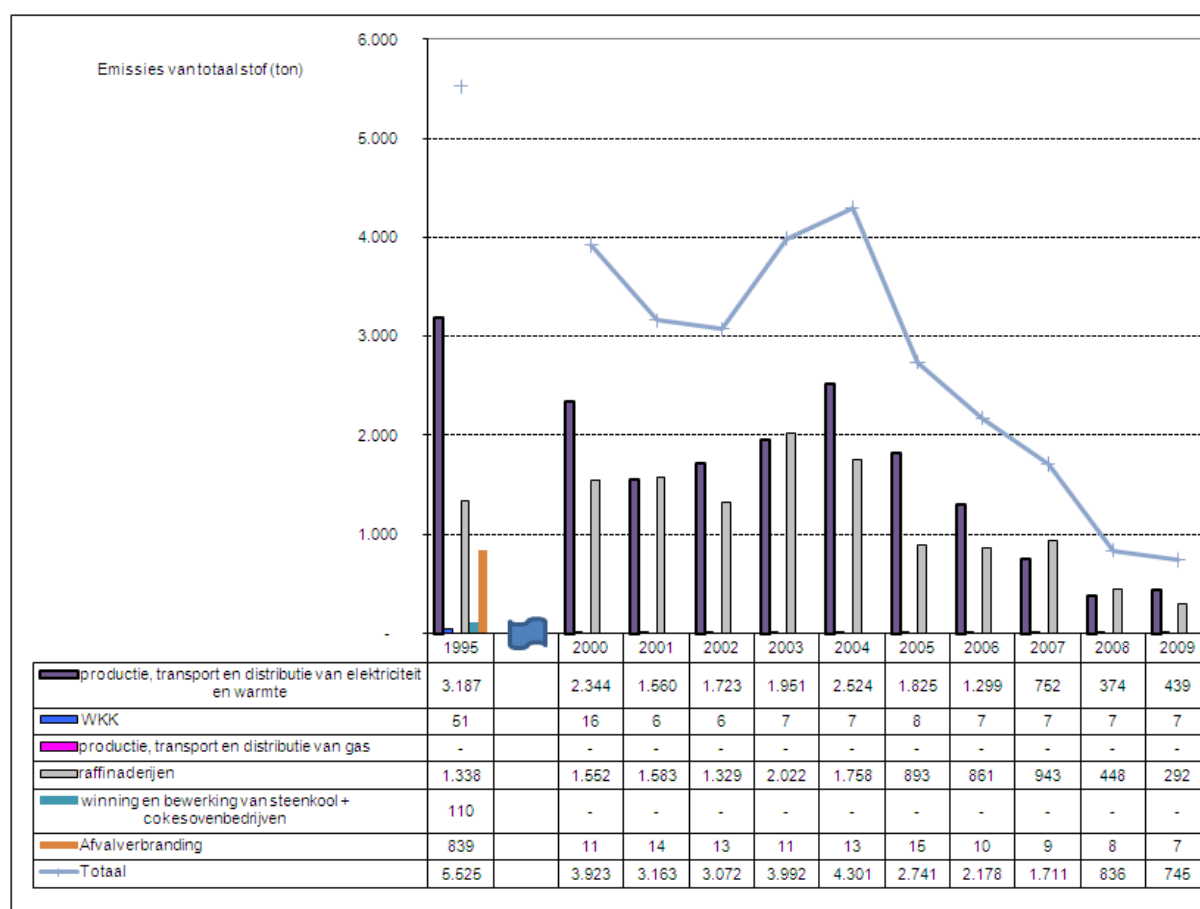
De emissies van *totaal stof* door de energiesector daalden van 5 525 ton in 1995 naar 745 ton in 2009 (-86,5 %). Ze daalden met -81,0 % t.o.v. 2000 (figuur 97). Het aandeel van de deelsectoren productie en distributie van elektriciteit en warmte (vnl. elektriciteitscentrales, maar zonder WKK's) bedroeg 59,0 % in 2009, dat van de petroleumraffinaderijen 39,2 %, van afvalverbranding 0,9%, en van de WKK's 0,9 %. De stofemissies van de overige deelsectoren waren verwaarloosbaar. De elektriciteitscentrales reduceerden hun stofemissies met -86,2 % t.o.v. 1995 en met -81,3 % t.o.v. 2000. De daling na 2000 en na 2004 is vooral te danken aan het afgenomen gebruik van steenkool,

en de betere werking van de rookgaszuivering. De petroleumraffinaderijen zagen hun stofemissies in 2009 met -78,2 % afnemen t.o.v. 1995 (en met -81,2 % t.o.v. 2000). De daling van de stofemissies bij afvalverbranding is ronduit spectaculair te noemen: -99,2 % t.o.v. 1995 en -37,9 % t.o.v. 2000.

Er zijn geen specifieke emissiereductiedoelstellingen op (deel)sectorniveau voor zwevend stof. Vanaf 01.01.1998 verstregde de norm voor de stofemissie door raffinaderijen van 300 naar 150 mg/Nm<sup>3</sup> als som van de uitstoot door stook- en procesinstallaties. Vanaf 01.01.2010 is deze emissiegrenswaarde gedaald naar 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

De dalingen van de stofemissies in alle deelsectoren zijn grotendeels te verklaren door het gebruik van nageschakelde technieken zoals elektrostatische stoffilters, cyclonen en/of gaswassers, waarvan de vangstrendementen zeer hoog zijn (zie § 10.4.2). Voor de productie van elektriciteit speelt het aandeel van kolencentrales in de productiemix eveneens een grote rol, gezien de stofemissies in deze sector in hoofdzaak afkomstig zijn van de verbranding van steenkool.

**Figuur 97: Emissie van zwevend stof door de verschillende deelsectoren van de energiesector (Vlaanderen, 1995; 2000-2009\*)**

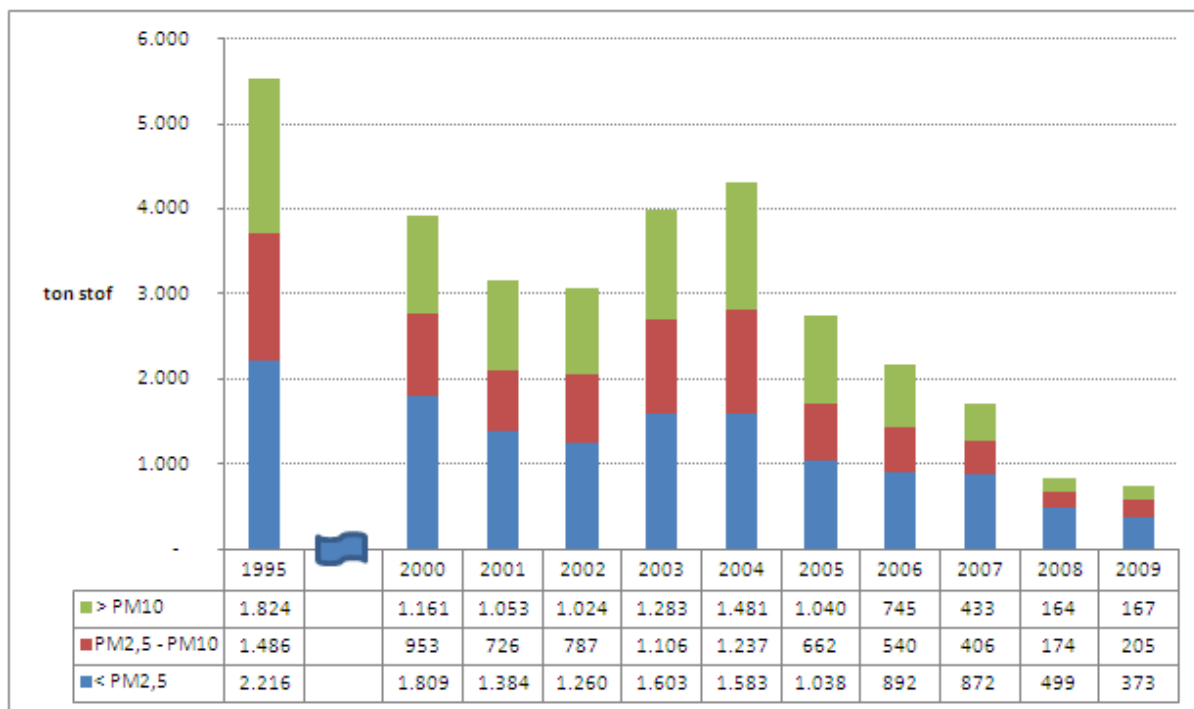


\* voorlopige statistieken

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

Uit onderzoek is gebleken dat vooral de kleinste stofdeeltjes negatieve gevolgen voor de gezondheid kunnen hebben (zie MIRA-Achtergronddocument bij het thema "Verspreiding van zwevend stof" op de website [www.milieurapport.be](http://www.milieurapport.be)). Figuur 98 splitst de stofemissies van de energiesector op naar de verschillende fracties: totaal stof (alle stofdeeltjes), PM10 (de stofdeeltjes ≤ 10 µg) en PM2,5 (enkel de stofdeeltjes ≤ 2,5 µg). De daling die voor de meest schadelijke stofdeeltjes (PM2,5) wordt vastgesteld in de periode 1995-2009, is iets kleiner dan voor de totale stofuitstoot.

**Figuur 98: Emissie van verschillende stoffracties door de energiesector (Vlaanderen, 1995; 2000-2009\*)**



\* voorlopige statistieken

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

#### 12.4.2 Maatregelen betreffende stofemissies

In een elektrofilter worden rookgassen door een kamer geleid waarin de stofdeeltjes elektrisch worden geladen. Door een elektrostatisch veld worden de deeltjes dan afgebogen. Het rendement van de elektrofilter hangt af van de geleidbaarheid van de deeltjes. Deze wordt op haar beurt beïnvloed door de vochtigheid, de temperatuur en het zwaveltrioxidegehalte (SO<sub>3</sub>) van de deeltjes. Door injectie van SO<sub>3</sub> halen de filters ook zeer hoge rendementen wanneer de centrale zwavelarme steenkool gebruikt. Het globale rendement van de stofvangst in de *Belgische* steenkoolcentrales, berekend als de verhouding van de vliegproductie tot de som van de vliegproductie en de stofemissie, is hoger dan 99%. In petroleumraffinaderijen komt stof voornamelijk vrij in fornuizen/ketels en in de regenerator van de katalytische kraker. Het toevoegen van een derde externe cycloon aan de regenerator van de katalytische kraker vermindert de hoeveelheid stof die de schoorsteen van de regenerator verlaat. Daarnaast kan men ook een multi-cyclonensysteem implementeren, waarbij de gassen in de regenerator worden verdeeld over een aantal parallelle cyclonen. Ontstopping d.m.v. elektrostatische filter en natte gaswassers reduceren eveneens stofemissies van de regenerator.

Voor petroleumraffinaderijen voorziet VLAREM II de volgende emissiegrenswaarden voor stof, nikkel en zijn verbindingen, en vanadium en zijn verbindingen (tabel 48).

**Tabel 48: Emissiegrenswaarden voor stof, Ni en V voor petroleumraffinaderijen**

vervuilende stof	datum in werking:	emissiegrenswaarde
voor stof	tot 31.12.2009	150 mg/Nm <sup>3</sup>
	vanaf 01.01.2010	50 mg/Nm <sup>3</sup>
voor Ni en zijn verbindingen	tot 31.12.2004	2 mg/Nm <sup>3</sup>
	vanaf 01.01.2005	1 mg/Nm <sup>3</sup>
voor V en zijn verbindingen	tot 31.12.2004	7 mg/Nm <sup>3</sup>
	vanaf 01.01.2005	2 mg/Nm <sup>3</sup>

Bron: VlareM II

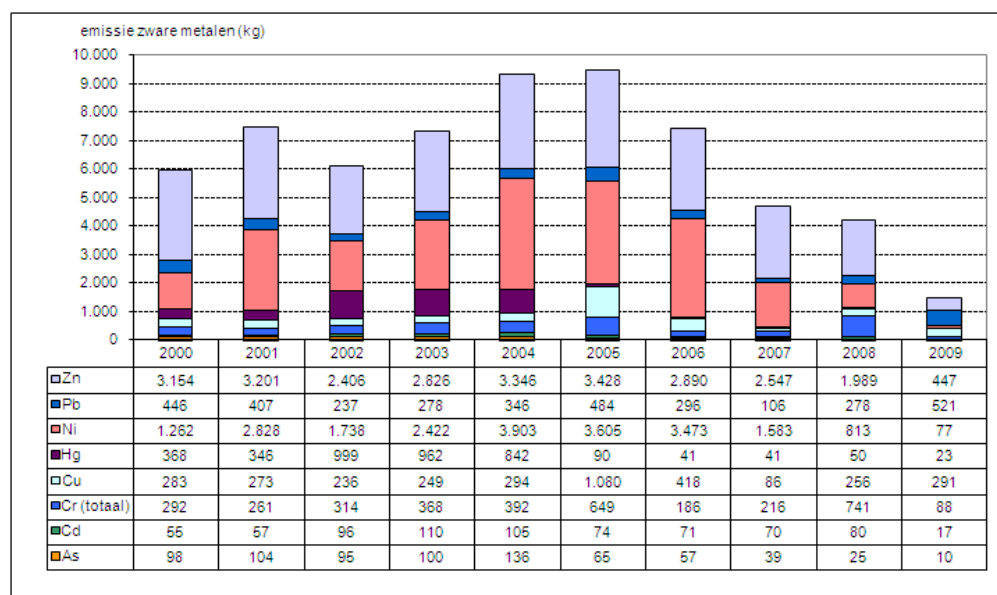


## 12.5 Emissie van zware metalen (As, Be, Cd, Hg, Se, Mn, Ni, Co, Cr, Cu, Pb, Sb, Tl, V, Zn) door de energiesector P

Men kan eventueel de emissies van zware metalen uitdrukken als metaalequivalenten, waarbij de verschillende zware metalen bij elkaar worden opgeteld met een weegfactor evenredig met hun milieutoxiciteit. Voor lood, chroom en koper is deze factor gelijk aan 1, voor nikkel 2, voor zink en koper 5, voor cadmium 10 en voor kwik 40. Wij passen in dit document deze methode niet toe<sup>136</sup>, maar tellen de uitgestoten massa's gewoon op.

De emissie van zware metalen<sup>137</sup> door *elektriciteitscentrales* is – net als de emissie van zwevend stof – vooral afkomstig van de verbranding van *steenkool*. Steenkool bevat van nature een hoeveelheid zware metalen, waarvan een klein deel in de atmosfeer wordt geëmitteerd als een fractie van het geloosde stof. De meeste zware metalen (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Se, Zn, Ni en V) worden normaal vrijgegeven als componenten (zoals oxides, chlorides) samen met de stofdeeltjes. Enkel Hg en Se zijn deels aanwezig in de dampfase. Minder vluchtige elementen condenseren gewoonlijk op het oppervlak van kleine deeltjes aanwezig in de verbrandingsgassen. De aanwezigheid van zware metalen in kolen is meestal enige keren groter dan in olie of aardgas. Stookolie bevat vooral Ni en V. Voor aardgas zijn soms emissies van (enkel) Hg relevant<sup>138</sup>. Figuur 99 geeft een overzicht van de emissies door de complete deelsector 'productie, transport en distributie van elektriciteit & warmte'. Deze emissies vertonen een sterk gelijkend verloop met de emissies van zwevend stof door deze deelsector (§ 12.4).

Figuur 99: Evolutie van de emissie van 8 zware metalen door de deelsector\*\* productie, transport en distributie van elektriciteit en warmte (Vlaanderen, 2000-2009\*)



\* voorlopige statistieken

\*\* in deze figuur zijn emissies van WKK's niet meegerekend

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

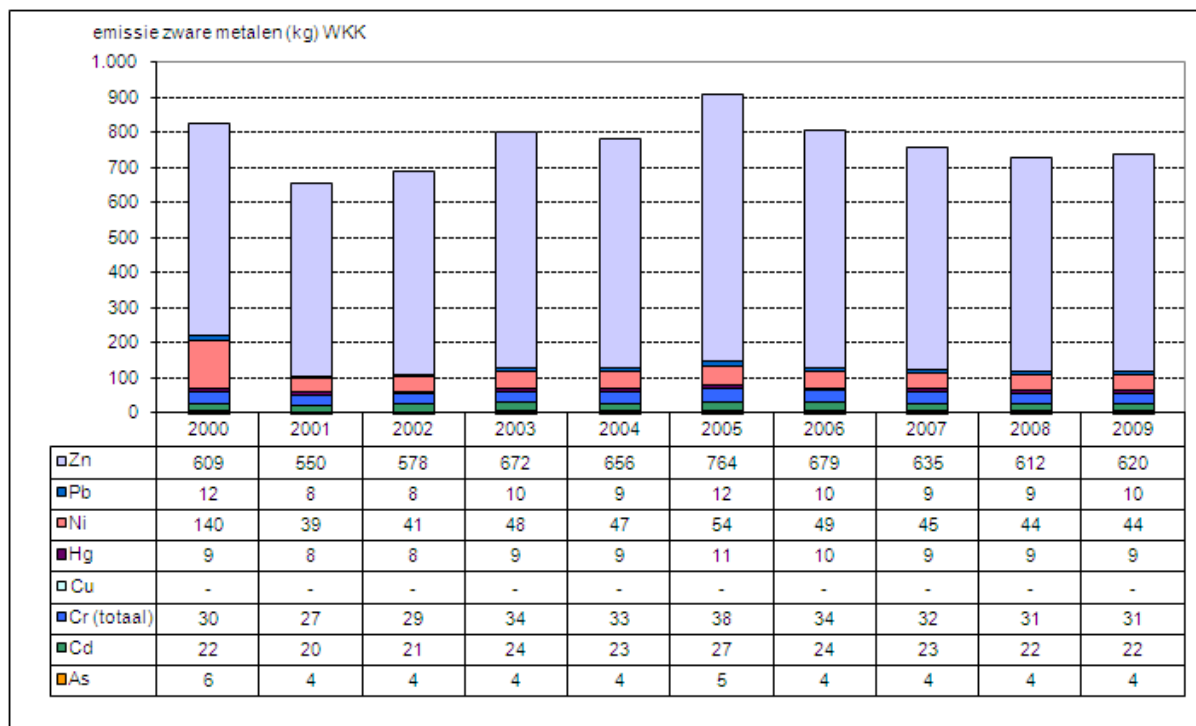
<sup>136</sup> De weegfactoren zijn immers gebaseerd op de toxiciteit van zware metalen in waterig milieu, terwijl we hier de lozingen in de lucht bespreken.

<sup>137</sup> Zowat alle milieutoxicologische elementen worden bij de 'zware metalen' ondergebracht, ook al zijn sommige elementen (zoals arseen) niet echt zwaar of metallisch.

<sup>138</sup> VITO, BBT-studie 'Stookinstallaties en stationaire motoren', Mol, mei 2002. Fluxys spreekt dit gegeven tegen door te stellen dat Hg uit het aardgas wordt gehaald alvorens het in België gedistribueerd wordt.



Figuur 100: Evolutie van de emissie van 8 zware metalen door WKK's (Vlaanderen, 2000-2009\*)

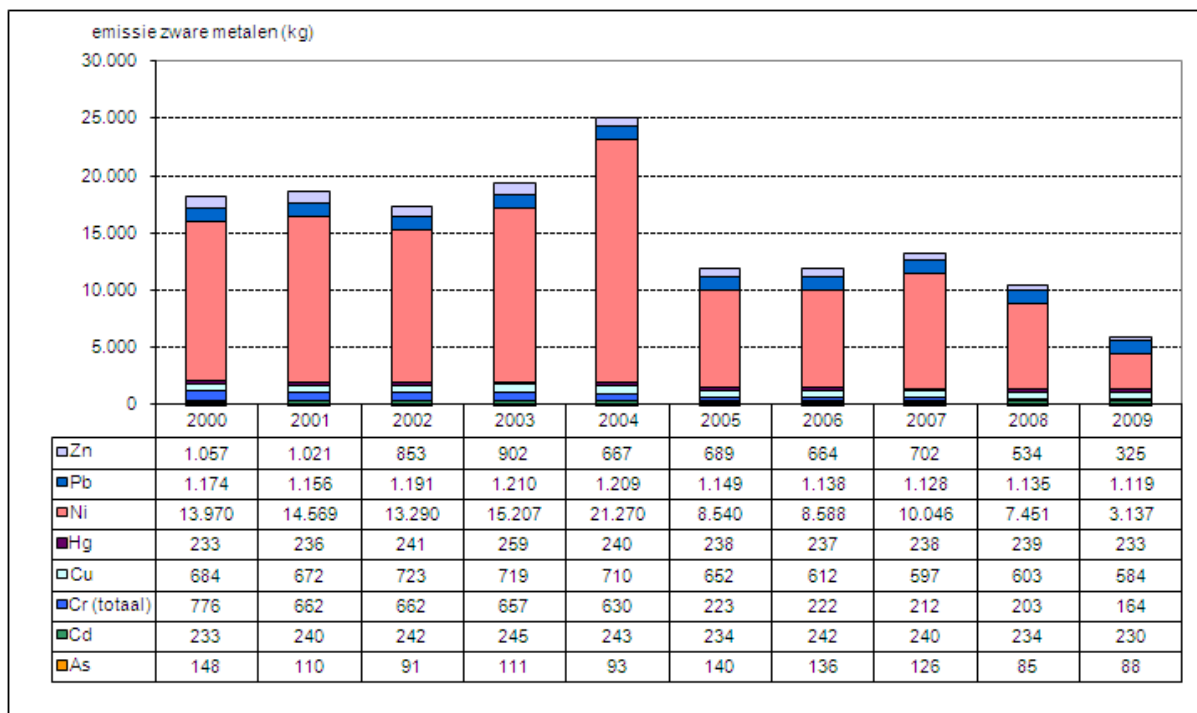


\* voorlopige statistieken

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

De emissies van metalen door de *petroleumraffinaderijen* zijn afkomstig van de fornuizen, de ketels, en de regenerator van de katalytische kraker. Figuur 101 geeft een overzicht van deze emissies in de periode 2000-2009, waarvan het verloop sterk gecorreleerd is met de uitstoot van zweven stof (§ 12.4).

**Figuur 101: Evolutie van de emissie van 8 zware metalen door de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 2000-2009\*)**

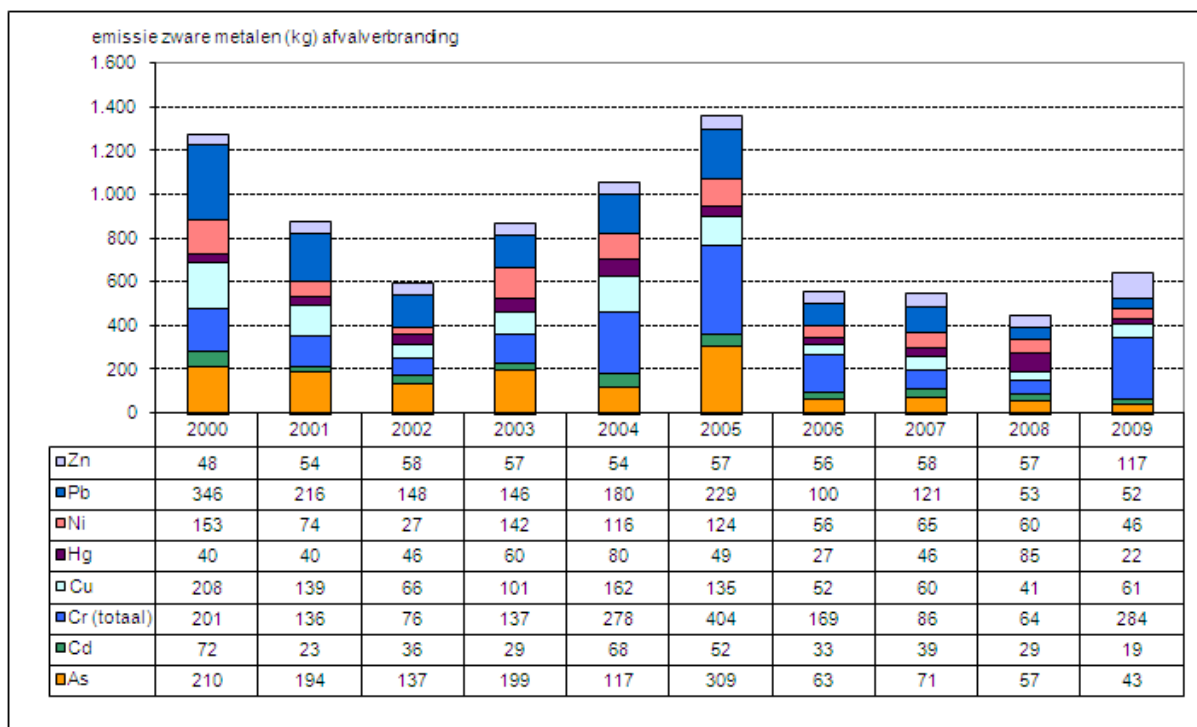


\* Voorlopige statistieken

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

Figuur 102 geeft de emissies weer van zware metalen bij afvalverbranding (met energierecuperatie).

**Figuur 102: Evolutie van de emissie van 8 zware metalen door afvalverbranding (Vlaanderen, 2000-2009\*)**

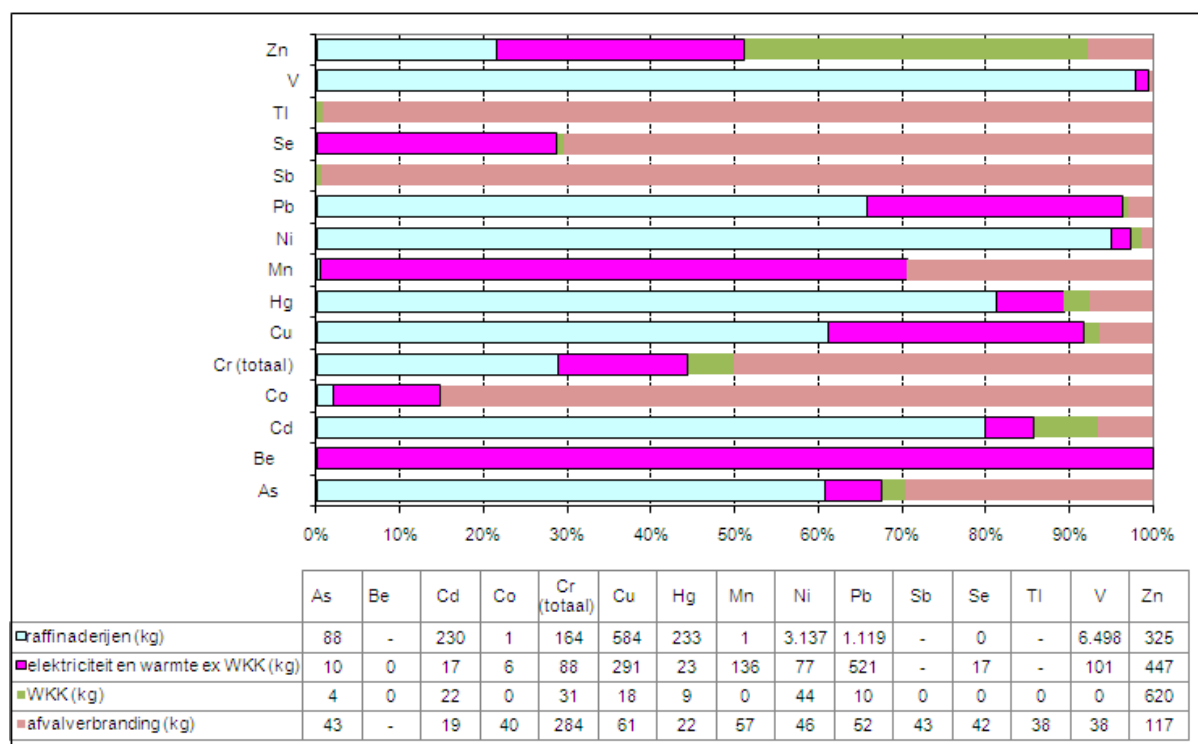


\* Voorlopige statistieken

Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

Figuur 103 toont de aandelen van de deelsectoren in de emissies van zware metalen in 2009.

*Figuur 103: Aandelen van de deelsectoren in de emissie van 15 zware metalen door de energiesector (Vlaanderen, 2009)*



Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

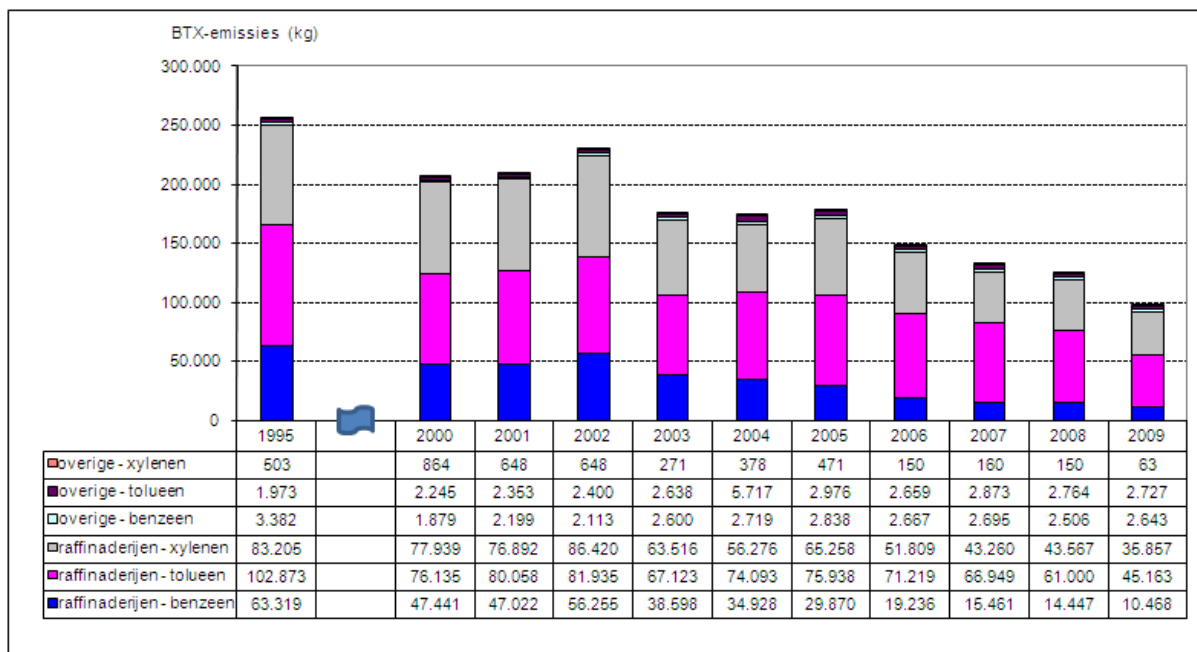
Voor de Ni- en V-emissies van petroleumraffinaderijen zijn vanaf 1.1.2005 nieuwe normen van kracht overeenkomstig een aanpassing van VLAREM II (zie tabel 48).

## 12.6 Emissie van andere stoffen naar lucht door de energiesector: BTX (benzeen, toluen, xyleen), H<sub>2</sub>S, dioxines, PAK's, PCB's P

### 12.6.1 Emissie van BTX

De petroleumraffinaderijen waren in 2009 verantwoordelijk voor 94,4 % van de BTX-emissies in de energiesector (figuur 104). Het gros van deze emissies heeft echter niets te maken met de petroleumraffinage als dusdanig, maar wel met de aanwezigheid bij Total Raffinaderij Antwerpen van een stoomkraker waarin nafta wordt gekraakt tot o.a. propeen en etheen, en vooral met de aanwezigheid van een eenheid voor de extractie van aromatische stoffen (voornamelijk benzeen en xylenen) bij dezelfde petroleumraffinaderij. Deze laatste twee activiteiten behoren strikt genomen tot de organische basischemie.

Figuur 104: Evolutie van de emissies van BTX door de energiesector (Vlaanderen, 1995; 2000-2009)

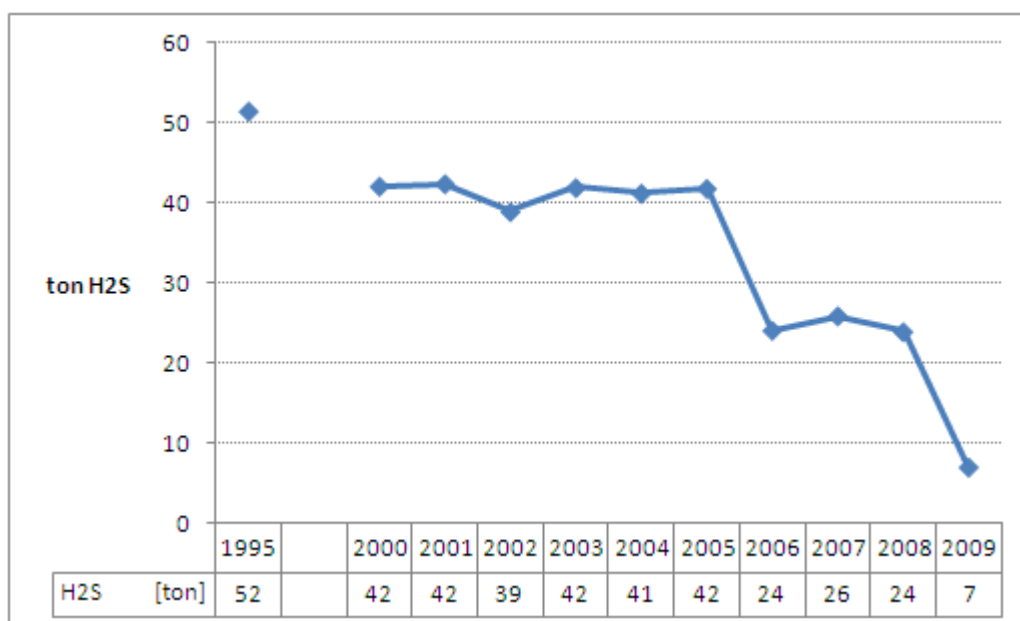


Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

### 12.6.2 Emissie van H<sub>2</sub>S

De petroleumraffinaderijen brengen relatief grote hoeveelheden 'zwavelwaterstof' (H<sub>2</sub>S) voort (figuur 105). Het H<sub>2</sub>S is grotendeels afkomstig van de talrijke ontzwavelingsinstallaties. De zwavelfabrieken onttrekken elementair zwavel (S) (tot 99,9 % in sommige gevallen) aan het geproduceerde zwavelwaterstof (H<sub>2</sub>S). Het merendeel van de elementaire zwavel gaat naar de chemische industrie voor de productie van zwavelzuur. Een relatief beperkte emissie van H<sub>2</sub>S is onvermijdelijk.

Figuur 105: Emissie van H<sub>2</sub>S door petroleumraffinaderijen, in ton/j (Vlaanderen, 1995; 2000-2009)



Bron: MIRA op basis van EIL (VMM)

De sterke daling vanaf 2005 is hoogstwaarschijnlijk grotendeels het gevolg van het in dienst nemen van een nieuwe (en meer efficiënte) ontzwavelingseenheid voor brandstoffen bij Total Antwerpen. Deze ontzwavelingseenheid maakt gebruik van het Axens Prime G proces en beschikt over een capaciteit van 7 880 ton per dag.

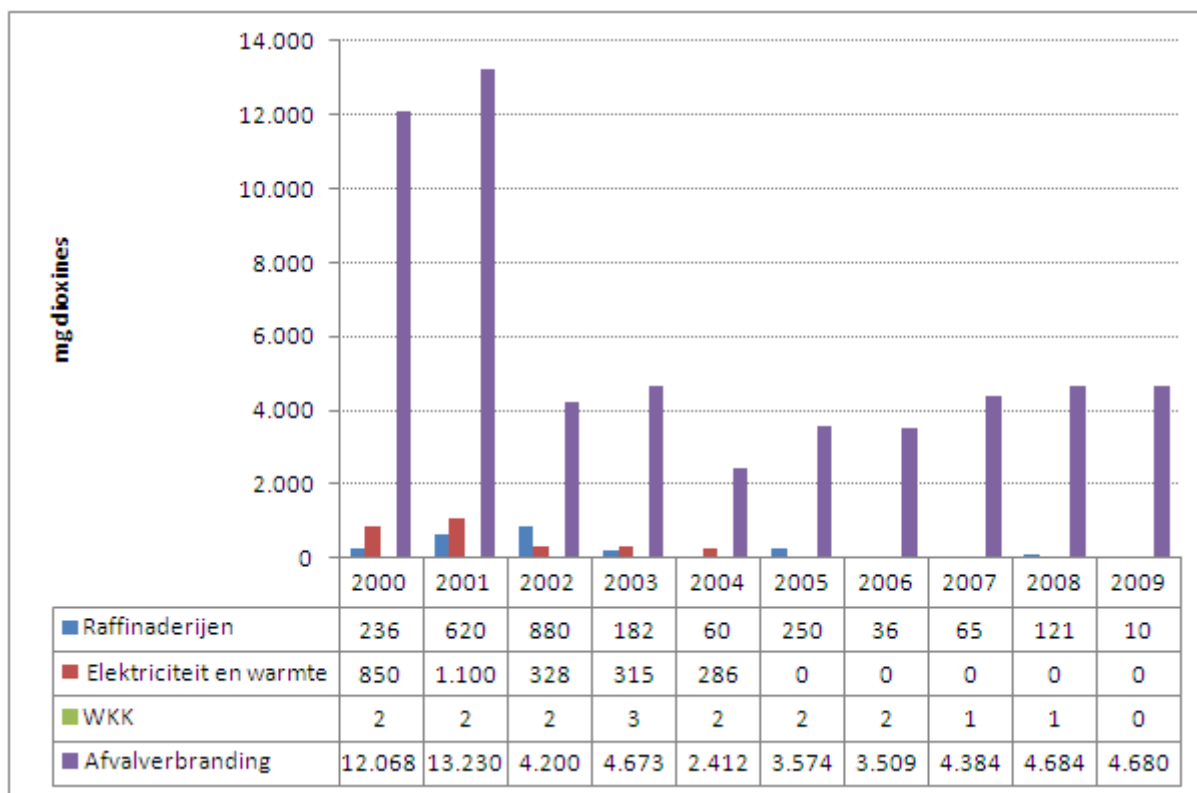
### 12.6.3 Emissie van dioxines

Volgens een in 1999 afgerond onderzoek bij de Belgische elektriciteitscentrales, zou hun dioxine-uitstoot ruim onder de limiet van 0,1 ng TEQ/m<sup>3</sup> voor afvalverbranding blijven (Electrabel en SPE, 2001). In 2002 deed het Ministerie van Landbouw bij landbouwbedrijven gelegen in de buurt van verschillende centrales in Vlaanderen metingen naar de aanwezigheid van dioxines in de rauwe hoefemelk. De resultaten van de metingen waren negatief (Electrabel en SPE, 2003).

In 2000 werden 5 dioxinemetingen uitgevoerd bij drie petroleumraffinaderijen. Dioxines komen er (hoofdzakelijk) vrij bij de verbranding in fornuizen en ketels, en bij de regeneratie van de katalysator van de katalytische reformer die mogelijk chloorhoudende componenten bevat.

De dioxine-uitstoot van de energiesector is vooral afkomstig van de afvalverbrandingsovens (met energierecuperatie). Door een gericht beleid in nasleep van de dioxinecrisis in België (1999) konden de emissies streng teruggedrongen worden. De totale dioxine-uitstoot van de energiesector in Vlaanderen bedroeg 4 690 mg TEQ in 2009, een daling met 64 % t.o.v. 2000. De dioxine-emissie van de energiesector in Vlaanderen stemde hierdoor in 2009 overeen met ongeveer 11 % van de totale dioxine-emissie in Vlaanderen. In 2000 bedroeg het aandeel van de energiesector nog 23 %.

Figuur 106: Emissies van dioxines door de energiesector (Vlaanderen, 1995, 2000-2009)



Bron: Mira op basis van EIL (VMM)

### 12.6.4 Emissie van PAK's

De emissies van PAK's door de energiesector zijn verwaarloosbaar in Vlaanderen: nauwelijks 0,72 % van de totale PAK-emissies in Vlaanderen in 2009.

### 12.6.5 Emissie van PCB's

PCB is de afkorting van polychlorobifenyl. PCB's betreffen een familie van ongeveer 209 stoffen van dezelfde aard. Ze werden geruime tijd in transformatoren en condensatoren gebruikt, omdat ze zeer vuurbestendig zijn en een groot isolatievermogen hebben. Ze kunnen echter bij brand worden omgezet in dioxines.

Het gebruik van PCB's in transformatoren en condensatoren is streng gereguleerd. Door de Europese PCB-richtlijn (96/59/EG) moesten alle apparaten die meer dan 500 ppm PCB bevatten, tegen eind 2005 zijn verwijderd. Onder bepaalde voorwaarden is een uitstel tot 2010 mogelijk<sup>139</sup>. Transformatoren waarvan de vloeistoffen tussen 50 en 500 ppm PCB bevatten, mogen tot het einde van hun levensduur in gebruik blijven.

In 2001 kwam Electrabel met de Vlaamse en Waalse overheid een plan overeen om PCB-houdende transformatoren in haar elektriciteitscentrales tegen uiterlijk eind 2010 te elimineren.

In 2009 werd in de Vlaamse centrales van Electrabel de laatste transformator die in het plan was opgenomen, verwijderd. In Wallonië werden de laatste zeven transformatoren in 2010 weggehaald. Electrabel werkt ook een actieplan uit om enkele transformatoren die niet waren opgenomen in het initiële verwijderingsplan, zo snel mogelijk af te voeren. (Electrabel, Activiteitenverslag 2009)

Voor elk Gewest maakte Elia een inventaris van alle toestellen die PCB's bevatten. Die inventaris was de basis voor de verwijderingsplannen. De drie Gewesten keurden in 2001 de verwijderingsplannen van Elia goed. Ze voorzagen in de geleidelijke afbouw van alle wettelijk te verwijderen PCB-houdende apparaten tegen eind 2005. De verwijdering van PCB-houdende condensatoren en transformatoren werd volgens de afgesproken planning uitgevoerd. In de komende jaren zal Elia alle apparaten reinigen die nog kleine hoeveelheden PCB bevatten en het in eigen beheer heeft. (bron: [www.elia.be](http://www.elia.be))

Voor een meer volledige bespreking van de problematiek met PCB-houdende toestellen (ook op sectorniveau) verwijzen we naar het MIRA-Achtergronddocument over "Verspreiding van polychlorobifenyl" op [www.milieurapport.be](http://www.milieurapport.be). Momenteel zijn er echter geen kwantitatieve gegevens beschikbaar voor de (totale) energiesector afzonderlijk (dus los van de bedrijven die behoren tot de industriële sector).

## 13 Lozing van afvalwater door de energiesector

*Laatst bijgewerkt: oktober 2010*

### 13.1 Bronnen van afvalwater door de energiesector

We gebruiken als indicatoren:

1. de evolutie van de lozing van afvalwaters door de energiesector (in miljoen m<sup>3</sup>/j);
2. de evolutie van de lozing van zware metalen in riolering en op oppervlaktewater (in kg/j);
3. de evolutie van de lozing van biologische zuurstofvraag (BZV), chemische zuurstof vraag (CZV), stikstof (N), fosfor (P) en zwevend stof (ZS).

De bedrijfsafvalwaters van elektriciteitscentrales zijn normaliter weinig verontreinigd. De belangrijkste bronnen (van procesafvalwaters) zijn de spuigaten van de ketels en turbines, en de spui van het koelwatersysteem.

Het spuiwater van de stoomketels kan chemicaliën bevatten die men bij de behandeling van het ketelwater gebruikt om corrosie en afzettingen (van kalk, ijzer, mangaan, slijm, vuil, enz.) te vermijden. Men voegt zuurstofbinders zoals sulfiet (bisulfiet), hydrochinon, ascorbinezuur, hydroxylamine en carbohydrazide<sup>140</sup> toe om de resterende zuurstof na de ontgassing<sup>141</sup> uit het

<sup>139</sup> De Europese richtlijn 96/59/EG bepaalt dat alle apparaten die meer dan 500 ppm PCB bevatten tegen 2010 moeten verwijderd zijn (beslissing van de raad van de Europese unie van 16 september 1996 inhoudend de richtlijn tot verwijderen van alle PCB uiterlijk op 31 december 2010). Bij de omzetting naar Belgische wetgeving heeft België dit verstrengd tot 2005, alhoewel in bepaalde gevallen ook uitstel wordt toegestaan tot 2010. Daarenboven komt nog dat de reglementering rond PCB's in feite regionale materie is en dus verschilt van gewest tot gewest (voor Vlaamse Wetgeving, deels via wijziging van Vlarem II (BVR van 24 maart 1998) en deels via Vlarea (BVR van 17 december 1997)).

<sup>140</sup> (in het verleden) ook hydrazine

ketelwater te verwijderen. Om de laatste sporen hardheid in het suppletiewater te verwijderen gebruikt men kalkstabilisatoren zoals fosfaatproducten, fosfonaatproducten, of “all-polymer” behandelingen. Men voegt tot slot neutraliserende amines (in enkele gevallen ammoniak) en/of filmvormende amines toe aan de stoom om zuurcorrosie te vermijden. Hydroxylamine, carbohydrazide en de amines dragen bij tot de aanwezigheid van (totaal) stikstof in het afvalwater; de fosfaten en organische fosfaatverbindingen tot de aanwezigheid van (totaal) fosfor. De meeste van deze chemicaliën dragen ook bij aan de CZV-vuillast van het bedrijfsafvalwater. Lozingen van chloor hebben mogelijk als oorzaak het gebruik van zoutzuur (HCl) voor de regeneratie van ionenwisselaars<sup>142</sup>. Een andere bron van bedrijfsafvalwater is het water dat men gebruikt om de stoomleidingen te reinigen. Dit waswater kan bepaalde chemische additieven bevatten voor het verwijderen van de (kalksteen)afzettingen en andere verontreinigingen.

Typisch voor een kerncentrale is de lozing van boor. Men voegt boorzuur toe aan de primaire kring om de reactiviteit van de kern te controleren. De boorconcentratie moet hoog zijn bij het toevoegen van nieuwe splijtstof, maar moet afnemen naarmate de splijtstof verarmt. Men voegt hiertoe zuiver water toe aan de primaire kring, en verwijdert vervolgens boorhoudend water. De kerncentrale van Doel (her)gebruikt een deel van dat boorhoudend water voor een andere reactor (waar de splijtstof zich op een ander tijdstip van zijn levenscyclus bevindt), en lost het deel dat niet meer aan de strenge normen voldoet.

Men behandelt het koelwater van zowel elektriciteitscentrales als petroleumraffinaderijen niet enkel om corrosie en kalkafzettingen of andere vervuiling van anorganische aard te vermijden, maar ook om de microbiologische groei van bacteriën, algen, schimmels en gisten<sup>143</sup> op metaalwanden, koeltorenpakketten, warmtewisselaars en leidingsystemen te bestrijden, en om de groei van ziekteverwekkende organismen zoals *Legionella* of *Naegleria*<sup>144</sup> te beperken. Oxiderende biociden zoals chloorbleekloog (NaOCl), al dan niet in combinatie met natriumbromide (NaBr), of 1-broom-3-chloor-5,5-dimethyl-hydantoïne kunnen aanleiding geven tot lozingen van chloor. Samen met oxyderende biociden, op basis van DBNPA (2,2 dibroom-3-nitrilo-propion-amide), glutaar-aldehyde (C<sub>5</sub>H<sub>8</sub>O<sub>2</sub>), isothiazoline of quarternaire ammoniumzouten ('quats') dragen ze bij tot de CZV-vuillast (Aqua Nederland, 2001). In functie van de afkoelingscapaciteit van het oppervlaktewater kan de lozing van koelwater bovendien een hoge thermische belasting betekenen voor het oppervlaktewater waarin het wordt geloosd. We merken tot slot op dat om de lozing van centrales te bepalen men de reeds aanwezige vervuiling in het onttrokken oppervlaktewater moet aftrekken.

Men onderscheidt verder voor petroleumraffinaderijen *typisch* de volgende soorten afvalwaters:

- afvalwater van de ontzouters: Ontzouters zijn onderdelen van de atmosferische destillatie, die zouten opgelost in het water en verontreinigingen uit de ruwe aardolie verwijderen;
- procescondensaten (condensaten van stoom die in contact is geweest met petroleumproducten), waaronder destillatiecondensaten, afkomstig van de atmosferische en vacuümdestillatie, zure condensaten of zuur water ('sour water'), afkomstig van elk proces waar stoom wordt gecondenseerd in de aanwezigheid van H<sub>2</sub>S-houdende gassen, en productverwarmingcondensaten, afkomstig van de verwarming van producten;
- afvalwaters van specifieke processen, zoals afvalwater van de productie van geblazen bitumen of (zuur) afvalwater van de katalytische alkylatie;
- met olie verontreinigd afvalwater, waaronder a) normaal met olie verontreinigd afvalwater, zoals drainagewater van opslagtanks, afstromend regenwater van installaties en verharde oppervlakken, en waswater; en b) incidenteel met olie verontreinigd afvalwater, zoals spuiwater van koelwater dat in contact is geweest met producten, of afstromend regenwater van niet verharde oppervlakken;

<sup>141</sup> In een ontgasser leidt men stoom door het water, waardoor zuurstofbelletjes ontwijken en het water wordt ontgast. Het reduceren van de hoeveelheid zuurstof in het ketelwater is nodig om zuurstofcorrosie te vermijden.

<sup>142</sup> De meeste bedrijven gebruiken ionenwisselaars (soms ook membranen) voor de productie van zeer zuiver ketelvoedingswater.

<sup>143</sup> Deze organismen kunnen door aangroei een slechte warmte-overdracht in de installaties veroorzaken.

<sup>144</sup> Er zijn 11 soorten bekend van amoeben van het type *Naegleria*, waaronder de voor de mens pathogene *Naegleria fowleri* (Nf). Deze micro-organismen gedijen het best in warm water van ongeveer 35 – 40° C, en kunnen dus aanwezig zijn in het koelwatercircuit van de elektriciteitscentrales. De elektriciteitsbedrijven legden een strenge maximumwaarde vast van 100 Nf/l voor het interne koelwatercircuit.

- niet met olie verontreinigd afvalwater, waaronder huishoudelijk afvalwater, afvalwater van laboratoria, spuiwater van stoomketels, eluaten<sup>145</sup> van ionenwisselaars, waswaters gebruikt voor het wassen van bepaalde filters, enz. Een aantal van deze afvalwaters (spuiwater, eluaten) zijn vergelijkbaar met deze van elektriciteitscentrales;
- het afvalwater van transport, waaronder a) ballastwater, dat eerst in buffertanks wordt verzameld vooraleer te worden behandeld; en b) afvalwater van het schoonmaken van olietankers. Het schoonmaken van olietankers kan het gebruik vereisen van grote hoeveelheden detergents of logen (basen in oplossing). Het is soms nodig het waswater te verwarmen.

Tabel 49 geeft weer in welke mate en hoe verschillende raffinageprocessen water vervuilen.

*Tabel 49: Representatieve concentraties van vervuilende stoffen in karakteristieke afvalwaterstromen van petroleumraffinaderijen*

	olie	H <sub>2</sub> S (RSH)	NH <sub>3</sub> (NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	fenolen	CZV BZV TZV	CN- (CNS-)	ZS
destillatie-eenheden	xx	xx	xx	x	xx	-	xx
hydrotreating	xx	xx(x)	xx(x)	-	x(x)	-	-
visbreaker	xx	xx	xx	xx	xx	x	x
katalytische kraker	xx	xxx	xxx	xx	xx	x	x
hydrokraker	xx	xxx	xxx	-	x	-	-
smeerolie	xx	x	x	-	xx	-	-
gebruikt loog	xx	xx	-	xxx	xxx	x	x
ballastwater	x	-	-	x	x	x	x
nutsvoorzieningen (regen)	-(x)	-	-	-	x	-	-
sanitair/ huishoudelijk	-	-	x	-	x	-	xx

Legende: x =< 50 mg/l, xx = 50 – 500 mg/l, xxx => 500 mg/l

CZV = Chemische ZuurstofVraag; BZV = Biologische ZuurstofVraag; TZV= Totale ZuurstofVraag; ZS = Zwevende stoffen

Bron: Concawe, 1999, Best available techniques to reduce emissions from refineries - water, on-line beschikbaar op: [http://www.concawe.com/Download/Reports/Doc\\_99-01.pdf](http://www.concawe.com/Download/Reports/Doc_99-01.pdf)

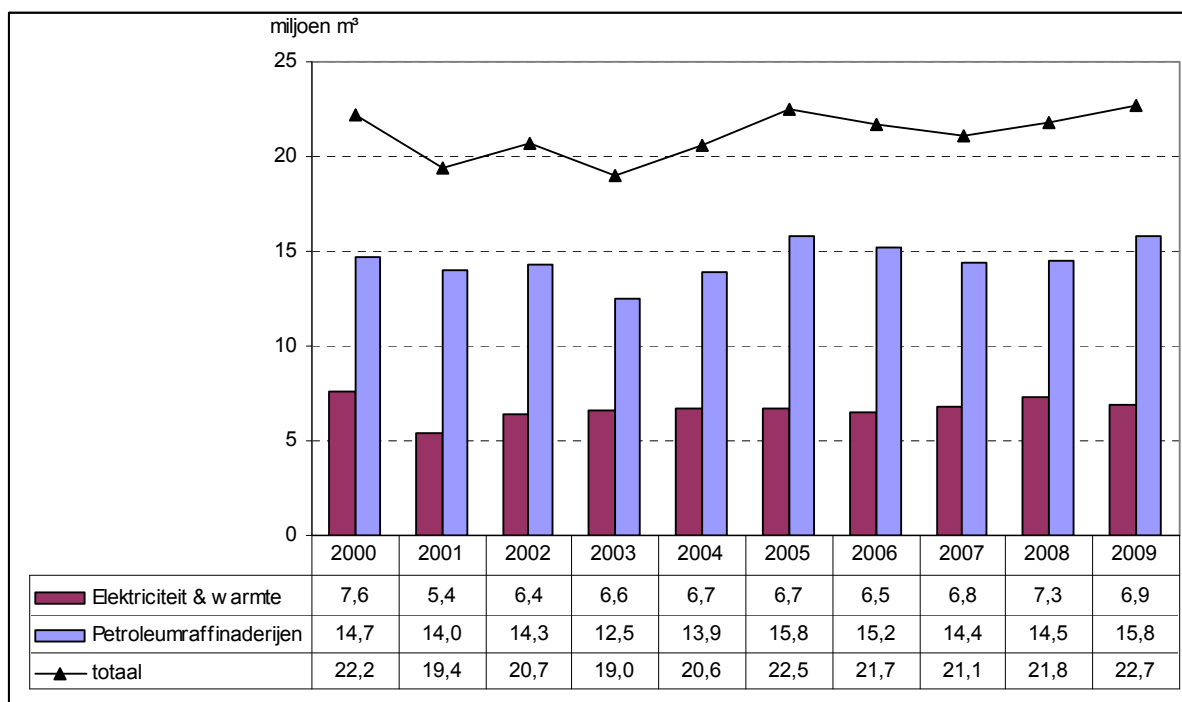
### 13.2 Lozing van afvalwater door de energiesector P

De energiebedrijven, en vooral de petroleumraffinaderijen, lozen relatief grote hoeveelheden afvalwaters. De lozing van koelwater wordt hierbij niet beschouwd. De totale hoeveelheid geloosd afvalwater (debeten) door de energiesector schommelden tussen 2000-2004 rond 20 miljoen m<sup>3</sup> per jaar (figuur 107). Sinds 2005 ligt dat totaal iets hoger.

<sup>145</sup> Een eluaat is een oplossing die wordt verkregen na uitloging van een monster toeslagmateriaal met water.



Figuur 107: Geloosde hoeveelheden afvalwaters (excl. koelwater) door de energiesector (Vlaanderen, 2000-2009)



In tegenstelling tot vorige edities van dit document hebben deze cijfers zowel betrekking op de door VMM zelf bemonsterde bedrijven en op de andere bedrijven. Deze cijfers houden geen rekening met eventuele zuivering op een openbare RWZI.

Bron: VMM

De lozingen van *zware metalen* zijn sterk afhankelijk van de samenstelling van de gebruikte steenkool (kolencentrales) en ruwe aardolie (petroleumraffinaderijen). De samenstelling kan sterk verschillen van jaar tot jaar naargelang de herkomst van deze energiebronnen. Een kerncentrale lost normaliter zeer weinig metalen, met uitzondering van chroom dat men gebruikt voor de behandeling van specifieke waterkringen<sup>146</sup>. Het spuiwater van de stoomketels kan metalen zoals koper, ijzer en nikkel bevatten. Tabel 50 geeft aan hoe de lozing van zware metalen varieerde in de periode 2000-2009. Soms vertonen de lozingen van zware metalen opvallende sprongen (bv. Cd in 2009). De reden hiervoor ligt vaak bij één bedrijf en heeft meestal te maken met wisselende detectielimieten of eenmalig hoge meetresultaten.

Tabel 50: Lozing van zware metalen door de sector Energie (Vlaanderen, 2000-2009)

g/j	subsector	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
As	Elektriciteit & warmte	6 761	3 549	6 819	9 801	10 234	17 227	9 546	12 100	15 543	32 986
	Petroleumraffinaderijen	36 690	102 555	83 786	33 000	26 012	21 536	31 344	31 243	31 181	29 722
	totaal	43 450	106 104	90 606	42 801	36 246	38 763	40 889	43 342	46 724	62 707
Cd	Elektriciteit & warmte	243	2 436	704	1 346	1 069	4 411	12 959	5 232	2 503	41
	Petroleumraffinaderijen	179	657	108	583	686	26	908	0	0	0
	totaal	422	3 093	812	1 928	1 755	4 437	13 868	5 232	2 503	41
Cr	Elektriciteit & warmte	21 910	2 616	681	18 565	11 055	15 153	17 037	23 445	17 108	19 820
	Petroleumraffinaderijen	2 436	680	319	114 714	10 269	7 095	22 149	18 330	2 151	0
	totaal	24 346	3 296	1 000	133 278	21 324	22 248	39 187	41 776	19 258	19 820
Cu	Elektriciteit & warmte	30 361	14 218	15 342	25 858	60 394	44 518	62 141	50 515	46 116	35 868
	Petroleumraffinaderijen	40 692	1 775	14 994	22 261	4 366	32 559	15 476	15 561	14 638	327
	totaal	71 053	15 993	30 336	48 119	64 760	77 078	77 616	66 076	60 754	36 195
Hg	Elektriciteit & warmte	24	48	851	273	1 047	399	888	348	589	143

<sup>146</sup> Vroeger gebruikte de kerncentrale van Doel hiervoor ook molybdeen. Het gebruik hiervan is stopgezet, en de lozingen van molybdeen zijn dan ook vanaf 2001 zo goed als verdwenen.

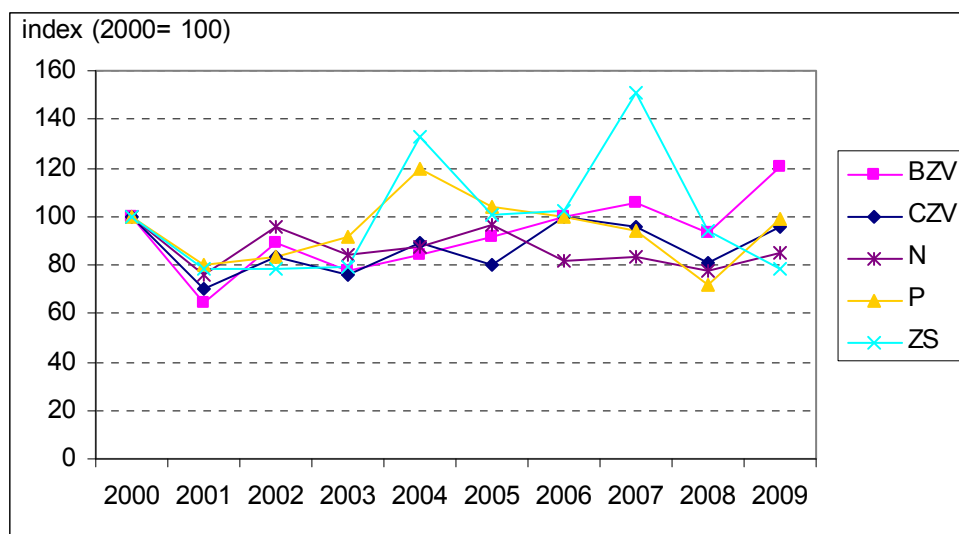
	Petroleumraffinaderijen	1 134	342	658	1 313	1 452	710	816	1 277	173	375
	<i>totaal</i>	<i>1 158</i>	<i>390</i>	<i>1 509</i>	<i>1 585</i>	<i>2 499</i>	<i>1 109</i>	<i>1 704</i>	<i>1 625</i>	<i>762</i>	<i>518</i>
Ni	Elektriciteit & warmte	2 426	2 763	28 430	11 906	7 638	18 858	18 078	20 843	13 977	5 894
	Petroleumraffinaderijen	82 439	79 441	109 995	128 114	92 256	38 515	94 890	92 357	56 533	20 733
	<i>totaal</i>	<i>84 866</i>	<i>82 204</i>	<i>138 425</i>	<i>140 020</i>	<i>99 894</i>	<i>57 373</i>	<i>112 968</i>	<i>113 200</i>	<i>70 510</i>	<i>26 627</i>
Pb	Elektriciteit & warmte	348 333	38 646	174 120	12 617	43 913	32 274	31 732	59 129	34 447	5 154
	Petroleumraffinaderijen	4 023	43 564	3 919	6 815	1 737	1 524	14 401	815	16 461	867
	<i>totaal</i>	<i>352 356</i>	<i>82 211</i>	<i>178 038</i>	<i>19 433</i>	<i>45 650</i>	<i>33 797</i>	<i>46 133</i>	<i>59 944</i>	<i>50 908</i>	<i>6 021</i>
Zn	Elektriciteit & warmte	412 487	356 225	247 953	325 871	418 066	388 803	435 744	790 715	380 524	455 850
	Petroleumraffinaderijen	766 492	629 509	647 003	539 406	640 060	646 069	588 445	705 861	561 116	438 375
	<i>totaal</i>	<i>1 178 979</i>	<i>985 734</i>	<i>894 956</i>	<i>865 276</i>	<i>1 058 126</i>	<i>1 034 872</i>	<i>1 024 189</i>	<i>1 496 576</i>	<i>941 639</i>	<i>894 225</i>

Deze data betreffen de trendcijfers voor de sector Energie, zowel de bedrijven die door VMM bemonsterd worden als de andere bedrijven, en zonder rekening te houden met eventuele zuivering op een openbare RWZI.

Bron: VMM

Figuur 108 geeft een de relatieve evolutie van de geloosde vuilvrachten van biologische zuurstofvraag (BZV), chemische zuurstofvraag (CZV), stikstof (N), fosfor (P) en zwevend stof (ZS) voor het totaal van de energiesector. Er zijn weinig of geen uitgesproken trends.

*Figuur 108: Relatieve evolutie van de lozingen van biologische zuurstofvraag (BZV), chemische zuurstofvraag (CZV), stikstof (N), fosfor (P) en zwevend stof (ZS) in afvalwaters door de energiesector (Vlaanderen, 2000-2009)*



Deze data betreffen de trendcijfers voor de sector Energie, zowel de bedrijven die door VMM bemonsterd worden als de andere bedrijven, en zonder rekening te houden met eventuele zuivering op een openbare RWZI.

Bron: VMM

Tabel 51 geeft per deelsector de absolute waarden van de geloosde vuilvrachten. De petroleumraffinaderijen hebben een veel groter aandeel in de totale geloosde vuilvrachten van de energiesector dan de deelsector 'Elektriciteit & warmte. Volgens de Concawe-enquête (2004) zou een gemiddelde Europese raffinaderij ongeveer 10,35 g BZV per ton doorzet en 50,85 g CZV per ton doorzet lozen in afvalwater. Vertaald naar de Vlaamse petroleumraffinaderijen anno 2005 zou dat een lozing betekenen van ongeveer 332 ton BZV en 1 631 ton CZV. De werkelijke lozingen van de Vlaamse petroleumraffinaderijen in 2005 (147 ton BZV respectievelijk 1 017 ton CZV) liggen meer dan de helft tot een derde beneden de Europese gemiddelden. De lozingen van stikstof door de petroleumraffinaderijen kunnen eventueel een indicatie geven van de ammoniaklozingen (ammoniak zit vervat in totaal stikstof). Onze verderop vermelde 'geschatte' lozing van 182,8 ton ammoniak in 2005 is iets lager dan de 'werkelijke' lozing van totaal stikstof in dat jaar (231 ton).

Tabel 51: Absolute evolutie van de lozingen van biologische zuurstofvraag (BZV), chemische zuurstofvraag (CZV), stikstof (N), fosfor (P) en zwevend stof (ZS) in afvalwaters van de deelsectoren van de energiesector (Vlaanderen, 2000-2009)

ton	MIRA-subsector	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
BZV	Elektriciteit & warmte	3	3	6	3	6	7	3	7	18	20
	Petroleumraffinaderijen	166	106	144	128	137	147	166	171	139	183
	<i>totaal</i>	<i>169</i>	<i>109</i>	<i>150</i>	<i>131</i>	<i>142</i>	<i>155</i>	<i>168</i>	<i>178</i>	<i>158</i>	<i>203</i>
CZV	Elektriciteit & warmte	158	84	60	109	130	96	141	113	154	136
	Petroleumraffinaderijen	1 228	891	1 098	944	1 103	1 017	1 246	1 208	964	1 190
	<i>totaal</i>	<i>1 386</i>	<i>975</i>	<i>1 157</i>	<i>1 053</i>	<i>1 233</i>	<i>1 113</i>	<i>1 387</i>	<i>1 322</i>	<i>1 118</i>	<i>1 326</i>
N	Elektriciteit & warmte	56	37	57	43	45	43	44	44	46	45
	Petroleumraffinaderijen	228	178	214	196	203	231	189	191	173	197
	<i>totaal</i>	<i>284</i>	<i>214</i>	<i>271</i>	<i>238</i>	<i>248</i>	<i>274</i>	<i>233</i>	<i>235</i>	<i>219</i>	<i>242</i>
P	Elektriciteit & warmte	2	0	1	3	3	2	2	2	2	2
	Petroleumraffinaderijen	8	7	7	6	8	8	8	7	5	7
	<i>totaal</i>	<i>10</i>	<i>8</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>11</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>9</i>	<i>7</i>	<i>9</i>
ZS	Elektriciteit & warmte	137	159	136	149	331	190	163	378	200	93
	Petroleumraffinaderijen	307	191	215	205	259	260	292	293	218	253
	<i>totaal</i>	<i>445</i>	<i>350</i>	<i>350</i>	<i>354</i>	<i>590</i>	<i>449</i>	<i>455</i>	<i>671</i>	<i>418</i>	<i>347</i>

Bron: VMM

Data over de meer relevante lozingen van *petroleumraffinaderijen* naar het oppervlaktewater, met name olie, waterstofsulfide, ammoniak, fenolen en cyaniden, hebben we niet. Volgens een enquête van Concawe (2004) zou een gemiddelde<sup>147</sup> petroleumraffinaderij in Europa in 2000 nog 1,42 g olie per ton doorzet (of 1,32 g olie per ton raffinagecapaciteit) lozen (tegenover 23 g olie respectievelijk 16 g olie in 1978). Indien we de Europese gemiddelde waarde uit 2000 toepassen op de Vlaamse petroleumraffinaderijen, dan *zouden* ze in 2005 ongeveer 45,54 ton olie hebben geloosd. Volgens dezelfde Concawe-enquête zou een gemiddelde Europese petroleumraffinaderij in 2000 nog 5,7 g ammoniak per ton doorzet lozen, en 0,16 g fenolen per ton doorzet (tegenover 10,4 g ammoniak respectievelijk 0,41 g fenolen in 1993). Vertaald naar de Vlaamse petroleumraffinaderijen anno 2005 zou dat een lozing van ongeveer 182,8 ton ammoniak en 5,1 ton fenolen betekenen. We benadrukken dat we zeer voorzichtig moeten omspringen met dit soort extrapolaties. De petroleumraffinaderijen in Vlaanderen zijn van zeer uiteenlopende types, waarop we niet zomaar een Europees gemiddelde uit 2000 mogen toepassen. De Concawe-enquête bevat geen gegevens over de lozing van sulfiden.

We hebben geen gegevens over de *warmte* (in GJ) van het geloosde koelwater.

Tabel 52 geeft een overzicht van de aanwezigheid van overige stoffen in het afvalwater van energiebedrijven.

Tabel 52: Overige stoffen in het afvalwater van energiebedrijven (Vlaanderen, 2009)

parameter	symbool	eenheid	elektriciteit & warmte	petroleum- raffinaderijen	<i>totaal</i>
boor	B t	kg	13 794	11 264	25 058
barium	Ba t	kg	242	1 929	2 172
cobalt	Co t	kg	1	12	13
molybdeen	Mo t	kg	33	208	241
antimoon	Sb t	kg	43	206	248
seleen	Se t	kg	0	523	524
tin	Sn t	kg	101	296	397
titaan	Ti t	kg	79	48	127
vanadium	V t	kg	23	155	178
chloride	Cl-	kg	1 686 017	32 645 006	34 331 023
fluoride	F-	kg	2 116	15 819	17 935
sulfide	S=	kg	0	131	131
cyanide	CN- t	kg	0	315	315
Absorbeerbare organische halogenen	AOX	kgCl	0	2 694	2 694

<sup>147</sup> De enquête zou ongeveer 75 % van de raffinagecapaciteit in de EU-15 plus Noorwegen en Hongarije dekken.

## 14 Energieproductie en radioactiviteit

Laatst bijgewerkt: oktober 2010

### 14.1 Algemene aspecten met betrekking tot radioactiviteit

#### 14.1.1 Verschillende vormen van ioniserende straling

*Radionucliden* zijn onstabiele atoomkernen. Sommige zijn van nature in mens en milieu aanwezig. Industriële processen kunnen ze ook aanmaken of concentreren, waarbij verspreiding mogelijk is via gebruik en lozing. *Radioactiviteit* is het fysisch verschijnsel waarbij deze nucliden uiteenvallen. Dit gaat gepaard met de uitzending van *ioniserende straling*.

De blootstelling aan ioniserende straling is een onderdeel van het dagdagelijkse leven, zoals de kosmische straling en de aanwezigheid van natuurlijke radioactieve stoffen in het leefmilieu. Andere zijn het resultaat van menselijke bedrijvigheid met als belangrijkste bronnen medische beeldvorming, de productie van nucleaire energie en de verhoogde concentratie van natuurlijke radionucliden in de niet-nucleaire industrie (bv. in afvalstoffen of bouwmaterialen). Daarnaast is er een risico van accidentele blootstelling, bv. door een ongeval met een kerncentrale.

De belangrijkste soorten ioniserende straling zijn:

- Alfastraling ( $\alpha$ -straling): straling bestaande uit alfadeeltjes, dit zijn positief geladen heliumkernen. Ze zijn relatief zwaar en groot. Alfastralen zijn niet erg doordringend en kunnen gemakkelijk worden tegengehouden: enkele centimeter lucht of de dode opperhuid van de mens is al voldoende. Ze zijn zeer gevaarlijk bij inwendige besmetting (bv. door inhalatie of via de voedselketen);
- Bètastraling ( $\beta$ -straling): straling bestaande uit bètadeeltjes, dit zijn negatief geladen elektronen of positief geladen positronen. Ze zijn veel lichter dan alfadeeltjes en dringen daarom dieper in de materie door. Om ze tegen te houden zijn enkele centimeter plexiglas of enkele meters lucht nodig;
- Gammastraling ( $\gamma$ -straling): zeer energierijke elektromagnetische straling die ontstaat bij de desintegratie van een atoomkern. Gammastralen hebben een sterk doordringend vermogen en kunnen door honderden meters lucht gaan. Ze worden tegengehouden door enkele centimeters tot een meter materiaal, afhankelijk van de energie van de straling;
- Röntgenstraling of X-stralen: zeer energierijke elektromagnetische straling die zijn oorsprong niet vindt in een atoomkern maar ontstaat door elektronenovergangen in de elektronenschil of door afremming van elektronen in materie (remstraling). Is meestal minder energierijk dan gammastraling en dringt daarom minder ver in de materie door.

*Radionucliden* zijn radioactieve atoomkernen zoals cesium-137, jodium-131, radon-222 (de naam van het element wordt gevolgd door het aantal deeltjes in de kern). Ze veranderen bij verval meestal in een ander element. De eenheid van radioactiviteit is *becquerel* (symbool *Bq*). Een Bq betekent dat één atoomkern per seconde verandert. Soms wordt de radioactiviteit ook uitgedrukt per oppervlakte ( $Bq/m^2$ ), per volume ( $Bq/m^3$ ) of per massa ( $Bq/kg$ ).

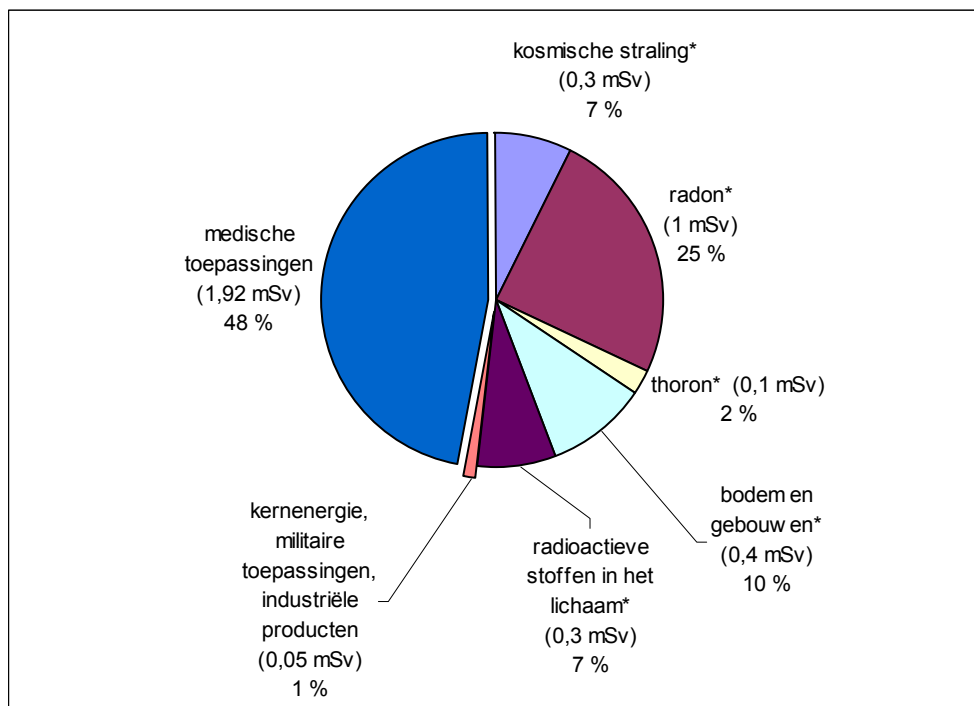
Een belangrijke eigenschap van een radionuclide is zijn halveringstijd. Dit is de tijd waarop de activiteit van een radioactieve stof met de helft vermindert. Afhankelijk van de stof varieert de halveringstijd van fracties van een seconde (bv. polonium-214) tot vele miljarden jaren (bv. uranium-238). Radionucliden met een lange halveringstijd vereisen langetermijnoplossingen ter bescherming van de toekomstige generaties. Zo moet kortlevend radioactief afval gedurende enkele honderden jaren van mens en milieu geïsoleerd worden. Voor het hoogactieve en langlevende afval is een oplossing op heel lange termijn nodig. Het duurt ongeveer 200 000 jaar vooraleer de radiotoxiciteit van de gebruikte kernbrandstof door radioactief verval afgenomen is tot het niveau van het uraniumerts.

### 14.1.2 Algemene impact op de gezondheid en bronnen van ioniserende straling in Vlaanderen

*Ioniserende straling* draagt energie over op levende wezens. Deze energieabsorptie veroorzaakt biologische schade die kan leiden tot weefsel reacties, kanker en erfelijke afwijkingen. Het belangrijkste en gevoeligste doelwit van ioniserende straling is het DNA. Voorzichtigheidshalve neemt men aan dat er geen veilige drempelwaarde bestaat en dat de kans op kanker en erfelijke afwijkingen recht evenredig is met de stralingsdosis, uitgedrukt in *sievert* (symbool Sv). Vaak gebruikte voorvoegsels zijn milli (mSv of  $10^{-3}$  Sv), micro ( $\mu$ Sv of  $10^{-6}$  Sv) en nano (nSv of  $10^{-9}$  Sv) en dikwijls wordt de dosis gegeven per tijdseenheid, het dosistempo (bv. in nSv/h of in mSv/j). De collectieve dosis voor een bevolkingsgroep is de som van de doses voor alle leden van die groep. De eenheid hiervan is de manSievert (manSv). De dosis die men oploopt hangt af van de intensiteit en karakteristieken van de stralingsbron, de soort straling en de duur van de blootstelling. De som van alle uitwendige en inwendige bronnen van ioniserende straling waaraan een individu is blootgesteld en de kans op blootstelling bij ongeval bepalen de omvang van het risico.

Figuur 109 toont de samenstelling van de stralingsbelasting voor Vlaanderen voor het jaar 2006. De gemiddelde effectieve dosis wordt geschat op 4,1 mSv/j, waarvan 2,1 mSv/j afkomstig is van natuurlijke bronnen en 2,0 mSv/j van het toepassen van ioniserende straling door de mens. Drie vierde van de blootstelling komt van slechts twee bronnen, met name de geneeskunde en het natuurlijk radioactief edelgas radon dat uit bodem en bouwmaterialen vrijkomt. Sommige mensen – minder dan 1 % van de bevolking – worden door de uitoefening van hun beroep meer blootgesteld dan anderen, zoals mensen die bepaalde taken uitvoeren in kerncentrales of medisch personeel in bepaalde ziekenhuisafdelingen (medische beeldvorming of radiotherapie) en het vliegend personeel van luchtvaartmaatschappijen. Deze laatsten hebben een verhoogde blootstelling aan kosmische straling.

Figuur 109: Aandeel van de verschillende bronnen van ioniserende straling in de dosisbelasting van de bevolking (Vlaanderen, 2006)



\* natuurlijke bronnen

Bron: UNSCEAR, 2000 omgerekend naar Vlaanderen

### 14.1.3 Verhoogde concentraties aan natuurlijke radioactieve stoffen buiten de splijtstofcyclus

Los van de splijtstofcyclus met daarin de productie van elektriciteit in kerncentrales, kunnen ook tijdens diverse andere processen in de energiesector radionucliden aangerijkt raken. Er kunnen

verhoogde concentraties aan natuurlijke radioactieve stoffen ontstaan oplopend tot meer dan 100 000 Bq/kg in nevenproducten of afval. Meestal is de natuurlijke radioactiviteit van deze stoffen slechts een 'vervelende' eigenschap die vaak gepaard gaat met de aanwezigheid van zware metalen. Deze problematiek wordt internationaal aangeduid met het acroniem NORM (Naturally Occurring Radioactive Materials). We kunnen o.a. volgende NORM-materialen onderscheiden:

- *Grondstoffen* (bv. steenkool): Buiten de splijtstofcyclus verwerken niet-nucleaire bedrijven zeer grote hoeveelheden grondstoffen met activiteitsconcentraties van de uranium- en thorium vervalreeksen tussen de natuurlijke stralingsachtergrond (10 à 100 Bq/kg) en enkele tienduizenden Bq/kg. Grondstoffen met hoge activiteitsconcentraties worden meestal in de Europese Unie geïmporteerd uit ontwikkelingslanden. De natuurlijke vervalreeksen zijn in grondstoffen vrijwel altijd in evenwicht;
- *Nevenproducten, aanslag en afvalstoffen* (bv. aanslag in leidingen...): Deze bijproducten zijn het resultaat van fysische processen (bv. het vrijkomen van lood en polonium bij verhitting) of van chemische reacties (bv. het neerslaan van radium op de binnenzijde van productie-installaties in de olie- en gasindustrie). De hoeveelheden zijn meestal minder groot dan bij grondstoffen maar de activiteitsconcentraties kunnen door opconcentratie tot honderdduizenden Bq/kg oplopen. In deze brede waaier van bijproducten zijn de natuurlijke vervalreeksen meestal niet in evenwicht;

In feite kan elk bedrijf dat grote materiaalstromen verwerkt met NORM-problemen te maken krijgen. Een voorbeeld hiervan zijn de steenkoolcentrales waar de eerder lage radioactiviteit van steenkool geconcentreerd wordt in vliegashoudend stof en bodemas.

## 14.2 Radioactieve lozingen naar oppervlaktewater en lucht door kerncentrales P

Kerncentrales en nucleaire bedrijven lozen slechts beperkte hoeveelheden radioactieve stoffen in de lucht en in het water. Bij normale werking is hun bijdrage tot de bevolkingsdosis in Vlaanderen zeer klein (< 1%, zie figuur 109). Accidentele blootstelling en in het bijzonder een kernongeval vormt de grootste bedreiging.

### 14.2.1 Opvolging lozingen bij normale werking

Tabel 53 geeft een overzicht van de *radioactiviteit geloosd* in het oppervlaktewater (Schelde) en in de lucht door de kerncentrale van Doel. Tritium is het zware waterstofisotoop met een halveringstijd van 12,3 jaar. Het is een zwakke bètastraler die omwille van zijn lage radiotoxiciteit apart wordt vermeld. Tritium komt terecht in alle waterstofhoudende producten aanwezig in het milieu en kan in de biologische cyclus doordringen (organisch gebonden tritium). Jodium-131 – dat een halveringstijd heeft van 8 dagen – wordt afzonderlijk vermeld wegens zijn specifieke eigenschap op te stapelen in de schildklier van de mens.

De vloeibare lozingen bedroegen in 2009 maar een fractie van de vergunde lozingslimieten en hebben een verwaarloosbare impact op de dosisbelasting van de omwonenden. Een controlemeting ervan kan zelfs in de war gestuurd worden door lozing in dezelfde waterweg van jodium-131 door een ambulante patiënt behandeld met radiojodium (bv. voor schildklierkanker). De niet-nucleaire afvalbewerker Indaver gelegen aan de overkant van de Schelde in Doel stoot nagenoeg evenveel jodium-131 uit als het kernpark. Dit is afkomstig van huishoudelijk en medisch afval van patiënten uit de nucleaire geneeskunde.

De atmosferische lozingen zijn door het geringer aantal lekkende brandstofstaven sterk afgenomen. Bovendien zijn de geloosde edelgassen voornamelijk kortlevend. De lichte stijging van bepaalde waarden in 2006 heeft te maken met een wijziging in rapportering. Vanaf 2006 worden ook meetwaarden beneden de detectielimieten aan het FANC gerapporteerd.

Het toezichtsprogramma toont aan dat er – ten opzichte van de jaren daarvoor – geen meetbare verhoging is van het stralingsniveau voor de omwonende bevolking. Veruit de meeste radioactiviteit blijft ingesloten in de brandstofstaven en komt pas gedeeltelijk (zij het op zeer lange termijn) na berging vrij.

Tabel 53: Radioactieve lozingen naar het oppervlaktewater en in de lucht (Doel, 1990-2009)

	vloeibare lozingen		atmosferische lozingen			
	tritium (GBq)	rest (o.a. I-131) (GBq)	edelgas (GBq)	tritium (GBq)	I-131 (GBq)	aerosol (GBq)
vergunde jaarlímiet	103 600	1 480,0	2 960 000	88 800	14,8	148,0
1990	63 000	15,5	15 600	752	0,485	0,162
1991	38 100	30,1	31 300	548	0,657	0,100
1992	45 200	4,5	26 400	774	0,193	0,075
1993	34 300	23,6	5 190	553	0,097	0,008
1994	33 900	9,3	970	846	0,010	0,000
1995	47 000	37,8	4 120	613	0,032	0,004
1996	31 300	18,9	2 050	288	0,009	0,003
1997	38 400	26,4	74	227	0,006	0,002
1998	47 100	16,1	3 310	52	0,014	0,002
1999	48 400	27,8	2 660	60	0,003	0,000
2000	30 900	15,0	95	17	0,009	0,000
2001	37 500	6,7	33	329	0,004	0,001
2002	27 500	7,8	331	1 026	0,009	0,005
2003	34 300	8,4	775	710	0,003	0,010
2004	42 100	5,2	25	30	0,006	0,001
2005	39 900	4,5	71	476	0,018	0,0006
2006	46 100	1,7	115	1 975	0,036	0,0520
2007	53 733	2,5	14	2 927	0,034	0,0039
2008	41 705	3,1	22	2 070	0,059	0,0033
2009	53 097	3,5	16	2 940	0,062	0,0085

Bron: Electrabel, 2010

Belgoprocess behandelt de radioactief besmette *afvalwaters* van de nucleaire bedrijven in Mol-Dessel (SCK, FBFC, Belgonucleaire, IRMM en Belgoprocess) en loost de gezuiverde afvalwaters via een 10 km lange pijpleiding in de Molse Nete. De lozingen in de Molse Nete bedroegen in 2009 voor tritium 2 300 GBq en voor de andere bètastralers 0,31 GBq.

#### 14.2.2 Radiologisch toezicht en noodplanning voor nucleaire ongelukken

De vele manieren waarop de mens aan bronnen van ioniserende straling kan blootgesteld worden, maken van het *toezichtsprogramma* van het Belgisch grondgebied een complexe zaak. Het FANC dat voor het toezichtsprogramma verantwoordelijk is, werkt voor de uitvoering samen met het SCK en het Instituut voor Radio-Elementen (IRE). Men volgt de niveaus van natuurlijke en artificiële radioactiviteit op van de lucht, de regen, het oppervlaktewater, het drinkwater, de bodem, de rivierafzettingen, de kustzone en de voedselketen (melk, vlees, vis, groenten, enz.). Elk jaar neemt men een 3 000-tal stalen (losstaand van het TELERAD-netwerk dat verderop wordt besproken) waarop men meer dan 7 000 analyses uitvoert. In Vlaanderen besteedt men in de eerste plaats aandacht aan de zones rond de kerncentrales van Doel en rond de nucleaire industrie van Mol-Dessel. De radiologische toestand van het Belgisch grondgebied is overal normaal te noemen.

Alle nucleaire installaties met een risico op accidentele verspreiding van grote hoeveelheden radioactieve stoffen in de omgeving moeten een noodplan opstellen dat kadert in het *noodplan voor nucleaire risico's* voor het Belgisch grondgebied (KB van 17 oktober 2003). Nucleaire noodplanning valt onder de bevoegdheid van de federale overheidsdienst binnenlandse zaken. Het noodplan stelt de federale overheid in staat om bij een ongeval snel te kunnen handelen en aldus de bevolking beter te beschermen.

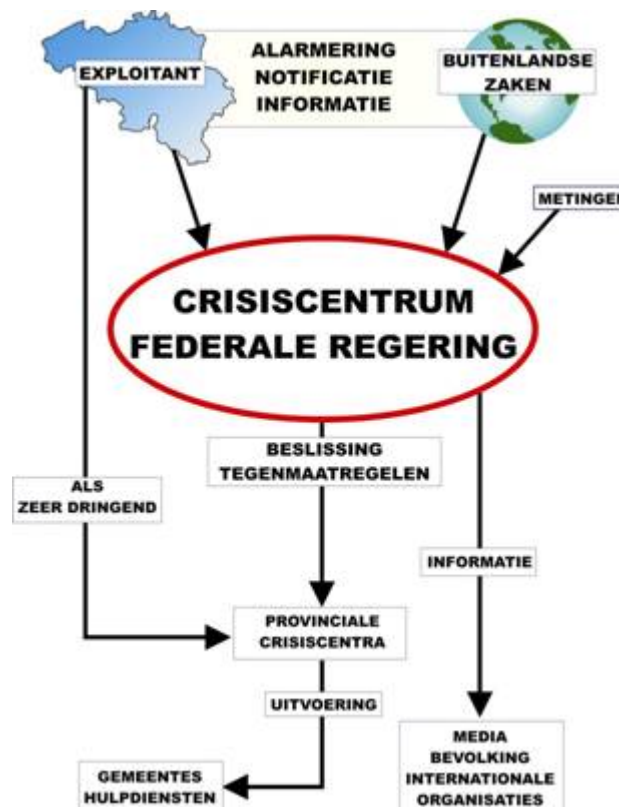
De hoogste activiteiten komen voor in de nucleaire brandstofcyclus. De inventaris aan radioactieve splijtingsproducten van een kerncentrale wordt uitgedrukt in  $10^{18}$  Bq. Bij een ernstig reactorongeval met smelten van de kern en faling van het reactorgebouw komen de radionucliden vrij in functie van hun vluchtigheid (laag smeltpunt en kookpunt): eerst de edelgassen en daarna elementen zoals jodium (I-131) en cesium (Cs-137).

De structuur van het Belgisch noodplan wordt schematisch voorgesteld in figuur 110. Als er zich een ongeval voordoet, moet de exploitant onmiddellijk het crisiscentrum van de federale regering in Brussel op de hoogte brengen. In het crisiscentrum bundelt men alle informatie, aangevuld met meetgegevens, weerprognoses enz. De meest aangewezen tegenmaatregelen die de regering afhankelijk van de ernst van het ongeval kan treffen zijn: schuilen, inname van stabiel jodium, evacuatie en maatregelen naar de voedselketen (landbouw en drinkwater).

Voor ongevallen met een snel verloop, die binnen de 4 uur beschermingsmaatregelen kunnen vereisen, neemt de provinciegouverneur de verantwoordelijkheid over, totdat het nationaal crisiscentrum operationeel is. De gouverneur zal dan automatisch de bevolking in een vooraf bepaalde zone rond de getroffen installatie alarmeren via sirenes en politiewagens, gevolgd door de aanbeveling tot schuilen en het luisteren naar de openbare radio en TV voor verdere informatie en aanbevelingen.

Bij zware ongevallen met kernreactoren wordt ongeveer een derde van de bevolkingsdosis veroorzaakt door radioactief jodium, dat zich opstapelt in de schildklier en vooral bij jonge kinderen schildklierkanker kan veroorzaken. Men kan zich hiertegen beschermen door voor of onmiddellijk na een ongeval stabiel jodium in te nemen. Daarom heeft de Belgische overheid beslist om jodiumtabletten ter beschikking te stellen in de omgeving van de nucleaire sites (Doel, Mol-Dessel...). In de zone 0-20 km worden de inwoners uitgenodigd om de tabletten gratis af te halen in de apotheek. Verderop bestaan er stocks die volgens een bepaald plan worden verspreid naar scholen, kinderkribben en lokale distributiepunten. De voorraden stabiel jodium moeten bij voorrang worden toegewezen aan kinderen, zwangere vrouwen en vrouwen die borstvoeding geven. Onder impuls van het FANC werd in 2007 een akkoord met Frankrijk, Duitsland, Luxemburg en Zwitserland afgesloten die de aanpak van de verstrekking van jodium bij kernongevallen harmoniseert.

Figuur 110: Structuur van het Belgisch nucleair noodplan



Het crisiscentrum van de federale regering in Brussel beslist over de beschermingsmaatregelen en geeft de beslissingen door aan de provinciale crisiscentra voor verdere uitvoering.

De kerncentrales van Doel liggen midden in het belangrijkste industriële complex van Vlaanderen, hetgeen aan dit noodplan specifieke eisen stelt. De volcontinue petrochemische bedrijven kunnen meestal niet ineens stilgelegd worden zonder grote economische gevolgen. Bovendien kan de sluiting van de haven van Antwerpen grote problemen opleveren voor de bevoorrading met grondstoffen en



de distributie van de afgewerkte producten van de hele regio. Daarom is het aangewezen dat de industrie in de buurt van Doel zich op deze situatie voorbereidt door het opstellen van bedrijfsspecifieke noodplannen die niet enkel rekening houden met radiologische gevolgen maar ook met sociaal-economische gevolgen.

Het FANC volgt de radioactiviteit in België, en in het bijzonder rond de nucleaire installaties, in reële tijd op met het automatisch meetnet TELERAD. Op 189 plaatsen in België meet men de gammastraling:

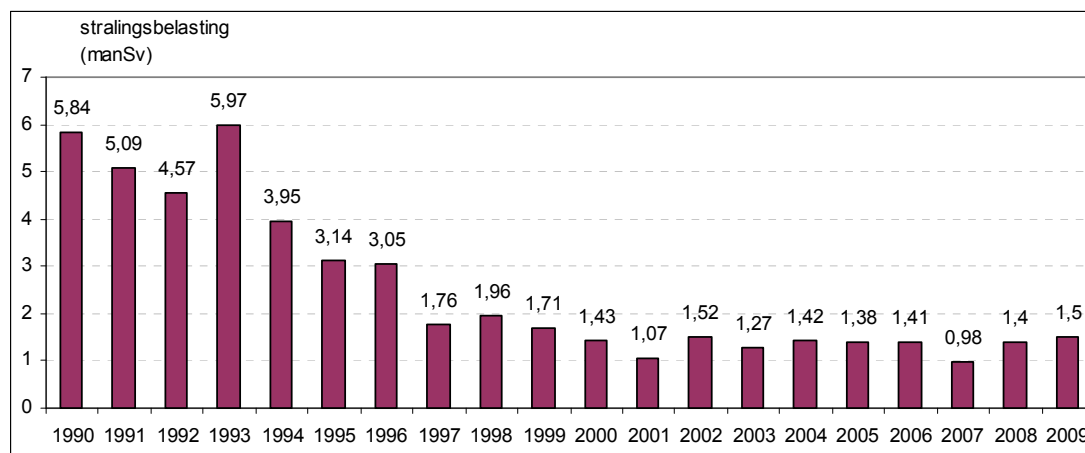
- 81 meetstations maken deel uit van het landsbedekkend net met om de 20 km een monitor;
- 108 meetstations vormen een dubbele ring rond de nucleaire sites met monitoren op de omheining van de nucleaire site en in de voornaamste woonkernen in de omgeving.

Het meetnet bevat ook monitoren om de radioactiviteit van het luchtstof te meten en enkele watermeetstations. TELERAD is in de eerste plaats een waarschuwingsnetwerk dat toelaat een abnormale situatie snel te detecteren. Afhankelijk van de ernst van de situatie kan vervolgens het nucleair noodplan in werking worden gesteld. In de loop van 2007 onderging de werking van het TELERAD diverse belangrijke wijzigingen. Zo werd de meetfrequentie opgevoerd van eens per dag naar eens om de 10 minuten en werd de permanente wachtdienst geoperationaliseerd.

### 14.3 Blootstelling aan ioniserende straling in en rond kerncentrales **S**

Doses van meer dan 10 mSv/j zijn zeldzaam in de nucleaire industrie, tenzij voor sommige groepen externe werknemers bij herlading en onderhoud van reactoren. In productiecentrales krijgen externen de hoogste collectieve dosis. De kerncentrale van Doel hanteert een systematische ALARA-aanpak (As Low As Reasonably Achievable: de dosis zo laag houden als redelijkerwijze mogelijk is) met aandacht voor de kosten-effectiviteit. Zo daalde de collectieve dosis van de werknemers (inclusief externe werknemers) in de kerncentrales van Doel van 5,8 manSv in 1990 tot 1,5 manSv in 2009 (figuur 111). Omgerekend per eenheid van geproduceerde elektrische energie bedroeg de collectieve werknemersdosis in 2009 0,6 manSv per GWj (1 GWj = 8,76 TWh).

Figuur 111: Evolutie van de collectieve stralingsbelasting voor de werknemers van de kerncentrale van Doel (1990-2009)



Bron: Electrabel, 2010

Het United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR) evalueert de *wereldwijde impact* van de nucleaire splijtstofcyclus. De UNSCEAR-schattingen voor de collectieve bevolkingsdosis (=som van alle individuele doses) per eenheid van geproduceerde elektrische energie zijn samengevat in tabel 54 (UNSCEAR, 2000). De *lokale en regionale component* die de doses omvat gerelateerd aan de uitbating van de verschillende nucleaire installaties, bedraagt 0,9 manSv/GWj. De voornaamste bijdragen daarin komen van de ontginning van uranium, de atmosferische lozingen van kerncentrales en de opwerking van bestraalde splijtstof. De individuele doses van de lokale bevolking door de industriële activiteiten van de splijtstofcyclus zijn bij normale

werking laag, grootteorde 1  $\mu\text{Sv/j}$  of lager (zie ook § 14.2.1). Accidentele blootstelling en in het bijzonder een kernongeval vormt de grootste bedreiging, maar deze kleine risico's met verstrekkende gevolgen voor de bevolking (bv. ongeval in Tsjernobyl) zijn niet in de UNSCEAR-cijfers verwerkt.

De schatting van de *wereldwijde component* – die de doses afkomstig van radioactieve afvalproducten uit de splijtstofcyclus omvat – is veel groter: 50 manSv/GWj. Dit is de som van alle doses over de ganse wereldbevolking voor de komende 10 000 jaar als gevolg van 1 GWj nucleaire elektriciteitsproductie. De voornaamste bijdragen komen van het geloosde koolstof-14 en van de emissie van het edelgas radon uit de grote hoeveelheden langlevend radiumhoudend afval van de uraniumwinning. UNSCEAR schat de bijdrage voor het bergen van het laag- en middelactief afval van de kerncentrales laag in: respectievelijk 0,00005 en 0,5 manSv/GWj. Voor het hoogactief afval geeft UNSCEAR geen cijfers omdat er bij de publicatie van het rapport in 2000 nog geen enkele geologische berging in gebruik was.

Een continue nucleaire elektriciteitsproductie van 250 GWj<sup>148</sup> zou op lange termijn resulteren in een toename van de individuele dosis van de wereldbevolking met 1  $\mu\text{Sv/j}$ . Voor Vlaanderen zou dit overeenkomen met een toename van de huidige gemiddelde blootstelling met 0,02 %. Voor een beperkte productieperiode van 100 of 200 jaar wordt de mondiale toename geschat op respectievelijk 0,1 of 0,16  $\mu\text{Sv/j}$ .

*Tabel 54: Collectieve bevolkingsdosis door de nucleaire brandstofcyclus per GWj elektrische energie geproduceerd in kerncentrales (Wereld, 1995-1997)*

gedeelte van de splijtstofcyclus*	collectieve dosis manSv/GWj
<b>lokale en regionale component tijdens uitbating</b>	
1 ontginning uraniumerts	0,19
verwerking uraniumerts	0,008
mijnafval (emissie van radon over een periode van 5 jaar)	0,04
2&3 verrijking en vervaardiging kernbrandstof	0,003
4 reactorwerking: atmosferische lozingen	0,4
reactorwerking: vloeibare lozingen	0,04
5 opwerking: atmosferische lozingen	0,04
opwerking: vloeibare lozingen	0,09
1&6 vervoer	< 0,1
<b>totaal (afgerond)</b>	<b>0,9</b>
<b>berging vast afval en wereldwijd verspreide radionucliden over 10 000 jaar</b>	
1 mijnafval (emissie van radon)	7,5
2&4 reactorwerking: berging laagactief afval	0,00005
reactorwerking: berging middelactief afval	0,5
reactorwerking: berging hoogactief afval	zie tekst
5 opwerking: berging vast afval	0,05
1&5 wereldwijd verspreide radionucliden (voornamelijk koolstof-14)	40
<b>totaal (afgerond)</b>	<b>50</b>

\* nummering zoals in figuur 25

Bron: UNSCEAR (2000)

De uitbatingsvergunningen van de Belgische kerncentrales en nucleaire industrie leggen brongerelateerde dosisbeperkingen voor de omwonenden vast die een fractie zijn van de bevolkingslimiet van 1 mSv/j. De lozingslimieten worden berekend voor referentiepersonen (*dit zijn (hypothetische) personen die representatief zijn voor de leden van de bevolking die de hoogste blootstelling oplopen*). De dosisbeperkingen voor de *Belgische kerncentrales* zijn:

- gasvormige lozingen: voor edelgassen 0,05 mSv/j voor het hele lichaam, voor jodium en aerosolen 0,15 mSv/j voor het hele lichaam;

<sup>148</sup> Mondiaal werd in 2009 voor 292 GWj elektriciteit opgewekt in kerncentrales. In België bedroeg de nucleaire stroomproductie dat jaar 5,1 GWj (of 45 TWh).

- vloeibare lozingen: 0,03 mSv/j voor het hele lichaam en 0,1 mSv/j voor elk orgaan.

De dosisbeperking voor lozingen van Belgoproces in de Molse Nete is vastgelegd op 0,25 mSv/j. Het FANC ziet toe op de naleving van de uitbatingsvergunningen. Vanaf september 2001 is ook een vergunning vereist voor ontmanteling van nucleaire installaties en vrijgave van het ontmantelingsafval.

### 14.3 Europese en Belgische beleidscontext

De fundamentele principes van de stralingsbescherming worden door internationale adviesorganen zoals de ICRP vastgelegd. Dit zorgt voor een grote uniformiteit tussen de verschillende nationale wetgevingen. De Europese Commissie zet deze basisprincipes in Europese richtlijnen en aanbevelingen om, die de lidstaten in hun nationale reglementering moeten overnemen.

De Europese Gemeenschap voor Atoomenergie, of kortweg *Euratom*, werd in 1957 samen met de Europese Economische Gemeenschap (EEG) opgericht met als doel het bevorderen van de vreedzame toepassingen van kernenergie. Het Euratom-verdrag geeft de Europese Commissie verregaande bevoegdheden op het vlak van stralingsbescherming, splijtstofvoorziening en bescherming tegen misbruik van splijtbaar materiaal voor militaire of terroristische doeleinden. De richtlijn basisnormen van 1996 voor de bescherming van bevolking en werknemers, en de medische richtlijn van 1997 voor de bescherming van patiënten zijn belangrijke voorbeelden van de uitgebreide Europese reglementering voor stralingsbescherming. Deze richtlijnen werden met het KB van 20 juli 2001 in Belgische reglementering omgezet. Voor de regelmatige en billijke splijtstofvoorziening van alle gebruikers werd een Europees agentschap opgericht – Euratom Supply Agency – dat evenwel nooit helemaal de rol heeft kunnen spelen die het was toegedacht door toedoen van de Europese kernwapenstaten. Wel werd een strikt controlesysteem opgezet dat moet waarborgen dat de civiele splijtbaar materiaal niet voor andere doeleinden worden aangewend dan waarvoor zij bestemd zijn (non-proliferatie). De Europese Unie beschikt op dit gebied over een 200-tal inspecteurs met uitgebreide bevoegdheden. Het geheel van deze controlemaatregelen (inspecties, boekhouding splijtbaar materiaal, handelsbeperkingen ...) wordt 'safeguards' genoemd. De Europese Unie heeft echter geen bevoegdheid voor controle van militaire splijtstof in het Verenigd Koninkrijk en Frankrijk.

De federale minister van Binnenlandse Zaken is verantwoordelijk voor het nucleair noodplan en heeft de voogdij over het *Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle* (FANC), bevoegd voor alle aangelegenheden in verband met stralingsbescherming, nucleaire veiligheid en safeguards in België. De federale minister van Economische Zaken heeft de voogdij over de nucleaire onderzoeksinstellingen en is bevoegd voor het nucleair afvalbeleid via NIRAS. Ioniserende straling is een federale bevoegdheid en daarom hebben de meeste cijfers over dit onderwerp betrekking op België.

Het *KB van 20 juli 2001*, het zogenaamde ARBIS (Algemeen Reglement op de Bescherming van de bevolking, van de werknemers en van het leefmilieu tegen het gevaar van Ioniserende Stralingen) vernieuwt de Belgische reglementering en administratieve organisatie. Het voert de wet van 15 april 1994 uit die voorziet in de oprichting van het FANC en regelt de omzetting van de 'Europese richtlijn basisnormen'.

Het FANC centraliseert voorheen sterk versnipperde bevoegdheden op het vlak van de stralingsbescherming in België en kan als instelling van openbaar nut flexibeler optreden dan een overheidsadministratie. Het nieuwe ARBIS voert vergunningsplicht in bij ontmanteling en specificeert vrijgavecriteria en vrijgaveniveaus. Ook de criteria voor vloeibare en atmosferische lozingen werden aangepast. Het FANC kan instellingen erkennen voor het uitvoeren van de systematische controle op de nucleaire installaties. De Kamer van Volksvertegenwoordigers sprak zich in april 2007 uit voor een centralisering van de nucleaire controle. Als gevolg daarvan werd de erkende instelling AVN door het FANC overgenomen in een filiaal met de naam BEL V. BEL V is verantwoordelijk voor het toezicht op de inrichtingen met het hoogste risico, zoals de vermogensreactoren in Doel en Tihange en de onderzoeksreactoren van het SCK in Mol.

## 14.4 Nucleaire risico's |

### 14.4.1 Perceptie van nucleaire risico's

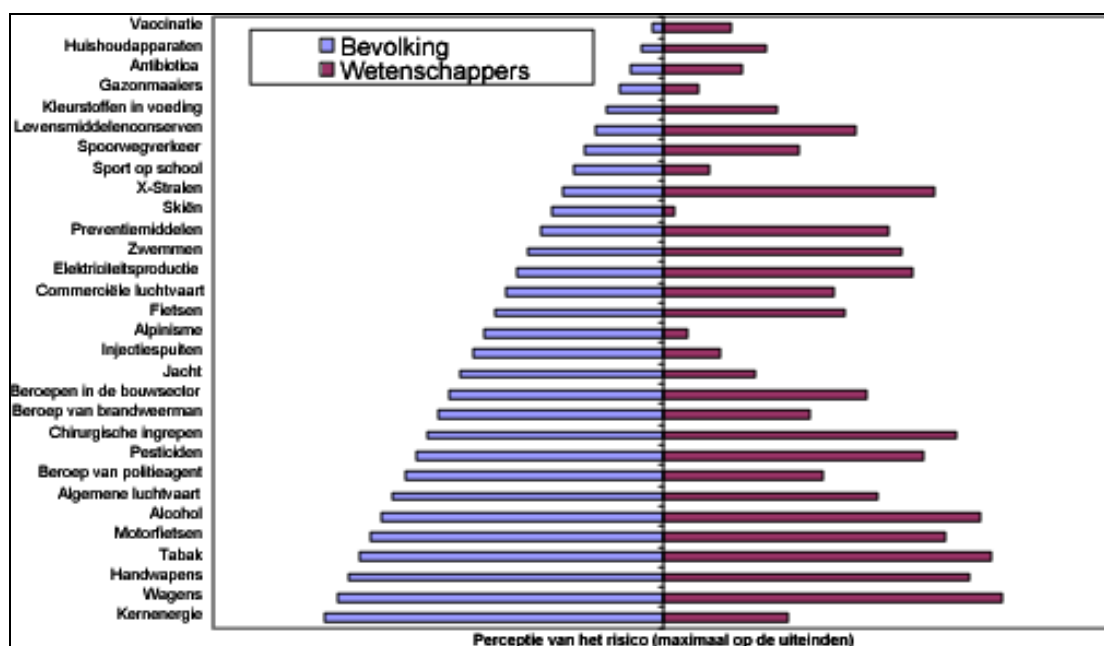
Het SCK heeft in 2009 voor de derde maal een peiling in België laten uitvoeren naar de perceptie van het grote publiek over risico's in het algemeen en nucleaire activiteiten in het bijzonder (Perko, 2010). Deze peiling bevestigde de eerdere bevinding dat de technologische risico's niet de belangrijkste bekommernis zijn van de bevolking en dat er geen veralgemeende vrees bestaat voor nucleaire activiteiten. Vergeleken met 2006 was er een lichte stijging (5 %) van de risicoperceptie voor de meeste punten. Industriële risico's (industriële ongevallen, industrieel afval) worden heel wat lager ingeschat dan persoonlijke risico's en risico's in verband met levensstijl. Een discrepantie met de werkelijkheid is dat de bronnen met de hoogste bevolkingsdosissen, zoals medische x-stralen en natuurlijke radioactiviteit, minder gevaarlijk worden ingeschat dan nucleaire kerncentrales, die in normale werking een zeer lage bijdrage hebben tot de bevolkingsdosis. De risicoperceptie voor terrorisme, voor chemisch en nucleair afval of voor ongevallen was 30 tot 40 % lager in 2006 vergeleken met 2002. Deze lagere waarden werd opnieuw teruggevonden in de peiling van 2009.

Er bestaat een brede steun bij de bevolking voor de distributie vooraf van stabiel jodium die na een ongeval onmiddellijk kan ingenomen worden. Onderzoek naar de accidentele lozing van radioactief jodium bij het IRE (Fleurus) in augustus 2008 wijst op een gebrek aan vertrouwen in de overheden in verstrekken van correcte informatie in ongevalsomstandigheden. Het vertrouwen neemt toe wanneer de overheden een actievere rol spelen of dikwijls in de media aanwezig zijn.

In 2003 hebben alle betrokken federale, regionale en gemeenschapsministers het nationaal actieplan leefmilieu-gezondheid 2004-2010 (NEHAP, 2003) aangenomen en werd er een samenwerkingsakkoord afgesloten om dat plan uit te voeren. In het plan wordt de risicoperceptie door de bevolking vergeleken met de evaluatie door wetenschappers (figuur 112). De overheid wordt bij het risicobeheer voor moeilijke keuzes geplaatst als de twee groepen de risico's totaal anders inschatten, zoals het geval is voor kernenergie en medische x-stralen. Verklaringen voor het verschil in risicoperceptie zijn:

- experts drukken technologische risico's eerder eendimensionaal uit (doden per jaar, daling levensverwachting); de risicobeleving van de bevolking wordt door een gevoeligheid voor sociale, psychologische en ethische aspecten van gevaren bepaald; aspecten die niet mee gemodelleerd worden in de gebruikelijke technische risicobeschouwingen (of analyses);
- een individu definieert het risico vanuit referentiekaders, opgebouwde identiteit, verkregen informatie, contacten in sociale netwerken;
- tot slot kan de vertrouwenscrisis tussen de bevolking en experts, industriëlen en overheid het verschil in risicoperceptie helpen verklaren.

Figuur 112: Vergelijking van de risicoperceptie door de bevolking en de evaluatie van risico's door wetenschappers



Bron: NEHAP, 2003 op basis van Pidgeon & Beattie, 1998

#### 14.4.2 Nucleair terrorisme

De Belgische kerncentrales behoren bij de best beveiligde gebouwen tegen natuurrampen en zijn bestand tegen de crash van een klein vliegtuig. Ze zijn evenwel niet berekend op een terreuraanslag met een groot volgetankt burgervliegtuig. Toch is een *aanslag met een vliegtuig* onwaarschijnlijk. Een kerncentrale is immers geen gemakkelijk doelwit voor een vliegtuig op hoge snelheid. Ze is niet hoog en men moet het reactorgebouw zoeken tussen de gebouwen er omheen. Het Internationaal Atoomenergie Agentschap in Wenen (IAEA) acht sabotage waarschijnlijker dan een aanslag met een vliegtuig. Terroristen kunnen een kerncentrale binnendringen en er de installaties saboteren.

Het IAEA waarschuwt ook voor nucleair terrorisme. De laatste tien jaar werden er wereldwijd honderden gevallen van *illegale handel* in nucleair materiaal of radioactieve bronnen voor medisch of industrieel gebruik ontdekt. In een klein aantal gevallen was er sprake van beperkte hoeveelheden verrijkt uranium of plutonium, het nucleair materiaal dat nodig is om een atombom te maken. Met radioactieve bronnen kan men wel een zogenaamde 'vuile bom' maken. Dat is een bom waarin radioactieve stoffen vermengd zijn met conventionele springstof. De ontploffing verspreidt de radioactieve stoffen met een inhalatie- en besmettingsrisico tot gevolg en creëert lokaal een zone met mogelijke sterke uitwendige stralingsvelden. De onzekerheid en sociale ontreding in de eerste verwarrende uren na een aanslag bepalen in belangrijke mate de weerslag ervan op de gehele maatschappij, met veelal aanzienlijke economische gevolgen. Onderzoek toont aan dat een aanslag met verspreiding van radioactief materiaal een grotere maatschappelijke impact heeft dan een vergelijkbare aanslag met chemische wapens (Cornelis, 2006).

Ongevallen met weesbronnen van hoge activiteit zijn wereldwijd opgetreden; in bepaalde gevallen met ernstige gezondheidseffecten bij de blootgestelde bevolking en met grote kosten voor het remediëren van de besmette zone achteraf. In 2006 werd de controle op hoogactieve ingekapselde bronnen en weesbronnen in België gevoelig verscherpt door de omzetting van de Europese richtlijn 2003/122/Euratom in Belgische reglementering. Elke hoogactieve ingekapselde bron krijgt een uniek identificatienummer en een levensloopfiche, waarvan een kopie bijgehouden wordt door het FANC.

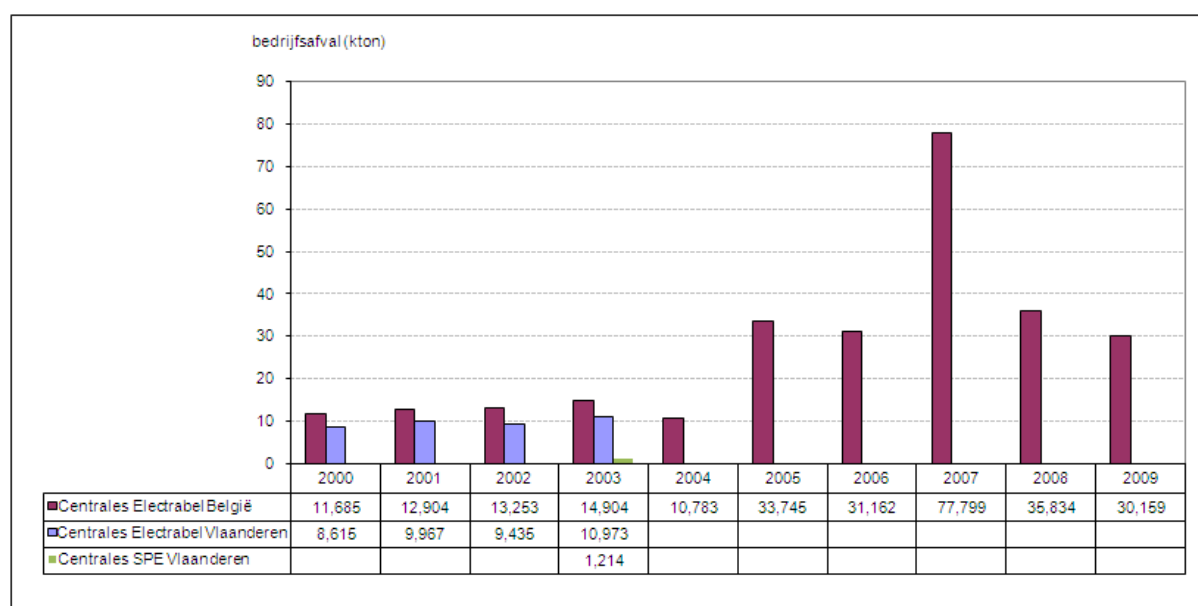
## 15.1 Productie van niet-nucleair afval door de energiesector P

### 15.1.1 Voortbrenging van bedrijfsafvalstoffen door de elektriciteitscentrales

We gebruiken als indicator de evolutie van de voortbrenging van bedrijfsafval door de elektriciteitscentrales van Electrabel en SPE (in kton/j). De hoeveelheid bedrijfsafval van de overige elektriciteitsproducenten (voornamelijk windkracht) zal in de beschouwde periode marginaal zijn (indien we het bouw- en slooafval niet meerekenen). Bodem- en vliegias als *secundaire grondstoffen* en rookgasontzwavelingsgips afkomstig van elektriciteitscentrales als *product*, behandelen we in een afzonderlijke indicator. Het kleine deel assen en gips dat de centrales eventueel storten is wel mee opgenomen in het bedrijfsafval. Voor een bespreking van de specifieke problematiek m.b.t. radioactief afval verwijzen we naar § 15.2.

De overige bedrijfsafvalstoffen van elektriciteitscentrales zijn weinig sectorspecifiek. De gevaarlijke afvalstoffen zijn veelal afkomstig van onderhoudswerkzaamheden, bv TL-lampen, batterijen, absorberende doeken, materiaal verontreinigd met oplosmiddelen, verfrestanten, enz. Door de grote invloed van grootschalige onderhoudswerkzaamheden op de afvalstroom kunnen deze hoeveelheden afvalstoffen sterk verschillen van jaar tot jaar. De vaste afvalstoffen bestaan uit kantoorafval (met inbegrip van computerafval), etensresten, lampen, papierafval, houtafval, metaalafval, kunststofafval, oliehoudend afval, filters, enz. Tot de vloeibare afvalstoffen behoren slib van septische putten, ontvetters, afgewerkte smeer- en regelolie of afvalolie, water met roestwerende middelen, scheikundige stoffen (NaOH, HCl, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, NaOCl, NH<sub>3</sub>, ...).

Figuur 113: Evolutie van de voortbrenging van bedrijfsafval door de elektriciteitscentrales van Electrabel en SPE (België en Vlaanderen, 2000-2009)



Bron: Electrabel; SPE

De gemiddelde voortbrenging van bedrijfsafval door de elektriciteitscentrales van Electrabel in de periode 1995-2003 in Vlaanderen bedroeg 13,7 kton/j. De jaarlijkse hoeveelheid is sterk afhankelijk van afbraakwerken en terreinsaneringen. De voortbrenging van ongeveer 20 en 15<sup>149</sup> kton bouw- en slooafval in 1996 respectievelijk 1999, verklaren grotendeels de spitswaarden in deze jaren, die de gemiddelde jaarlijkse hoeveelheid sterk vertekenen<sup>150</sup>. In 1996 was er een zeer grote hoeveelheid

<sup>149</sup> Electrabel en SPE *samen* rapporteren ongeveer 17 kton bouw- en slooafval in 1999 (Electrabel en SPE, 2001).

<sup>150</sup> Indien we de uitzonderlijke jaren 1996 en 1999 niet meerekenen, bedraagt de gemiddelde hoeveelheid bedrijfsafval van Electrabel slechts 9,5 kton per jaar.

bouw- en sloopafval, voornamelijk afkomstig van afbraakwerken uitgevoerd in de centrale van Mol. In 1999 werd de oude centrale van Verbrande Brug te Vilvoorde (gedeeltelijk) afgebroken. In 2003 was er de afbraak van een aantal installaties in de centrale van Langerbrugge. Het bouw- en sloopafval wordt selectief ingezameld en zo veel mogelijk gerecycleerd.

Voor de periode 2005-2009 in België bedraagt het gemiddelde voor de centrales van Electrabel 41,74 kiloton (weliswaar sterk vertekend door een spitswaarde in 2007). We hebben geen verklaring voor de plotse sterke stijging van het bedrijfsafval vanaf 2005. De activiteitenverslagen van Electrabel vanaf 2005 geven hierover geen duidelijkheid meer. Wellicht betreft het een combinatie van wijziging in rapportering (bijvoorbeeld het al dan niet meetellen van gerecycleerde afvalstoffen?) en grote afbraakwerken en sanering van oude sites.

Volgens Electrabel bedroeg in 2009 het recyclagepercentage voor de industriële afvalstoffen 55,4 % (Electrabel, activiteitenverslag 2009).

De afvalproblematiek van de transportnetbeheerder beperkt zich tot het materiaal dat wordt gebruikt bij onderhoud en bij werken aan de installaties. Volgens de transmissienetbeheerder Elia bestaat het gevaarlijk afval, naast met PCB gecontamineerde minerale olie, batterijen en asbest, enkel uit lege olievaten en verfpotten, spuitbussen en fluorescentielampen. Elia geeft aan dat erkende bedrijven in 2009 in totaal 32,2 ton of 0,0322 kton gevaarlijk afval hebben ingezameld (Elia, milieuverslag 2009).

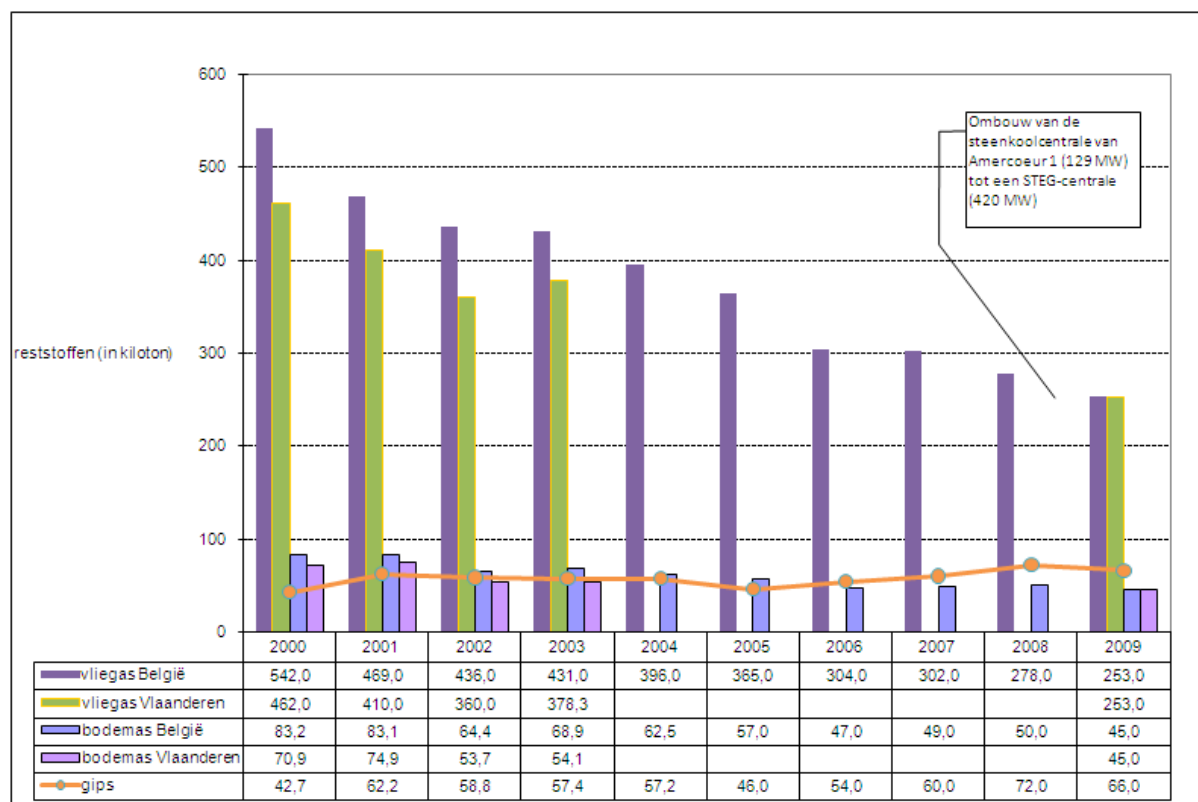
### **15.1.2 Voortbrenging van as en gips door de elektriciteitscentrales**

We gebruiken als indicator de voortbrenging van vlieggas, bodemas en gips door de elektriciteitscentrales (in kton/j) (figuur 114).

De steenkool die de centrales als fijne poederkool verstoken, bestaat gemiddeld voor ongeveer 15 % uit onbrandbaar materiaal, waarvan ongeveer 90 % na verbranding onder de vorm van stofdeeltjes (vlieggas) wordt meegevoerd met de rookgassen, en 10 % onderaan de verbrandingsketel belandt in de vorm van korrelas of bodemas. Elektrofilters verwijderen het overgrote deel van het vlieggas uit de rookgassen. De klassieke steenkoolgestookte centrales (Langerlo 1-2, Ruien 3-4-5, Rodenhuize 4 en Mol 11-12) brengen hierdoor grote hoeveelheden *assen* voort. Een bepalende factor daarbij is het asgehalte in de kolen.

De vliegassen zijn van zeer goede kwaliteit voor de industrie en worden al vele jaren voor 100 % gevaloriseerd. De cement- en betonnijverheid zijn de grootste afzetmarkten. Zelfs vliegassen van 'slechtere' kwaliteit (> 5 % koolstof) vinden hun afzet in de baksteenindustrie. Als het aanbod de vraag overtreft, wordt er tijdelijk opgeslagen in de diverse centrales. Er worden geen vliegassen meer gestort. Ook bodemassen kregen een nuttige bestemming, bv. in asseblokken.

Figuur 114: Evolutie van de voortbrenging van vliegias, bodemas en rookgasontzwavelingsgips door de kolencentrales (België en Vlaanderen, 2000-2009)



Bron: Electrabel

In 1999, het jaar waarin de rookgasontzwavelingsinstallatie van Langerlo werd opgestart, bedroeg de gipsproductie ongeveer 9 ton. Vanaf 2001 draait de installatie praktisch continu (tegenover driekwart van de tijd in 2000). Na 2008 is het gips afkomstig van zowel de centrale van Langerlo als van Ruien. Het gips wordt verwerkt door de gipsindustrie in gipskartonplaten en gipsblokken.

Volgens Electrabel werd in 2009 99% van de bijproducten van de steenkoolverbranding (vliegassen, bodemassen en rookgasontzwavelingsgips) gevaloriseerd, voornamelijk in de bouwnijverheid (cement, beton, gipskartonplaten) (Electrabel, activiteitenverslag 2009).

### 15.1.3 Voortbrenging van bedrijfsafvalstoffen door de petroleumraffinaderijen

De petroleumraffinaderijen brengen aanzienlijke hoeveelheden bedrijfsafvalstoffen voort. Tabel 55 somt een aantal typische bedrijfsafvalstoffen op van petroleumraffinaderijen.

Tabel 55: Typische afvalstoffen van petroleumraffinaderijen

categorie	subcategorie	
met olie vervuild materiaal	olieslib van:	biobehandeling afvalwaterbehandeling ontzouting
	vast materiaal:	verontreinigde grond geactiveerde koolstof
niet met olie vervuild materiaal	gebruikte katalysator van:	katalytische kraker hydrotreater polymerisatie
	andere:	slib van alkylatie harsen
	vaten en containers	metaal glas

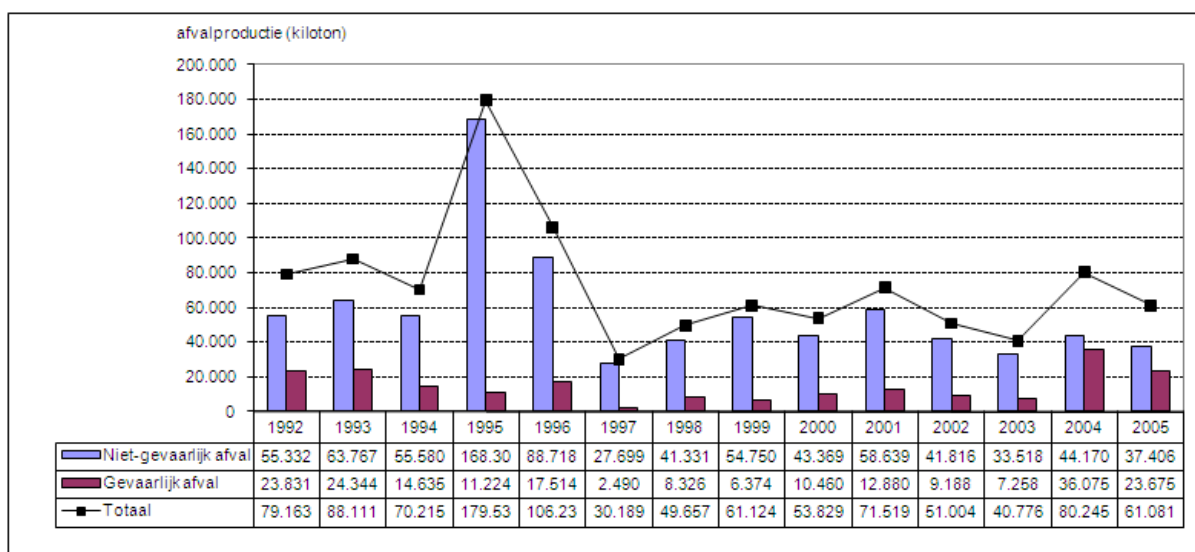


gebruikte chemicaliën	plastic verf zuren solventen
radio-actief afval	mono- / di- ethanolamine katalysatoren laboratoriumafval
afvalolie / afgewerkte olie	smeerolie motorolie

Bron: Concawe, 1999, Best available techniques to reduce emissions from refineries - waste, on-line beschikbaar op: [http://www.concawe.com/Download/Reports/Doc\\_99-01.pdf](http://www.concawe.com/Download/Reports/Doc_99-01.pdf)

De voortgebrachte hoeveelheden afval door de petroleumraffinaderijen vertonen een grillig verloop, dat we op basis van de sterk geaggregeerde OVAM-statistieken niet kunnen verklaren.. Een belangrijk element is ongetwijfeld de wijziging in de registratie, meer bepaald in het gebruik van afvalcodes. Vanaf 2004 werkt de OVAM met Europese codes (de zogenaamde EURAL-codes). Als gevolg hiervan is de afvalproductie per deelsector nog wel vergelijkbaar met die van de vorige jaren, maar de hoeveelheden gevaarlijk / niet-gevaarlijk niet meer. Een ander element is dat OVAM geen systematisch onderscheid maakt tussen afval afkomstig van bouw en sloop enerzijds, en afval afkomstig van de normale bedrijfsvoering en onderhoud anderzijds. Uitzonderlijke hoeveelheden, zoals in 1995, hebben ongetwijfeld te maken met het slopen van bepaalde installaties.

Figuur 115: Evolutie van de voortbrenging van bedrijfsafval door de petroleumraffinaderijen (Vlaanderen, 1992-2005)



Bron: OVAM; MIRA-2, 1996

Petroleumraffinaderijen produceren velerlei soorten afval. Het zou ons te ver leiden om in dit achtergronddocument alle mogelijk afvalbestrijdingsmethoden te bespreken. We beperken ons tot een overzicht van enkele typische afvalbestrijdingsmethoden:

- keuze van / aanpassingen aan technologie, bijvoorbeeld caustisch wassen vervangen door selectieve verwijdering van H<sub>2</sub>S door amine;
- recyclage binnen en buiten de raffinaderij, bijvoorbeeld afvalsmeerolie gebruiken als brandstofcomponent;
- goede organisatie/huishouden, bijvoorbeeld reinigen met water onder hoge druk i.p.v. met detergents;
- afvalbehandeling, bijvoorbeeld verwijderen van olie en water uit slib.

## 15.2 Productie van nucleair afval door de energiesector P

### 15.2.1 Nucleaire afvalstromen in België, en aandeel daarin van de energiesector

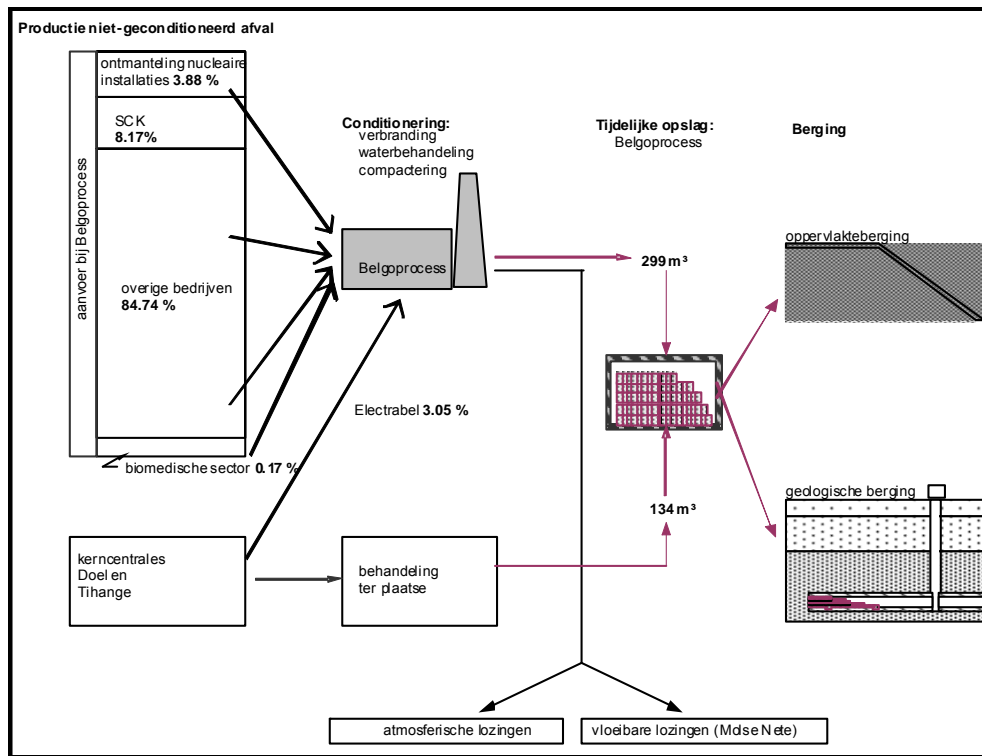
++ Producenten van radioactief afval hebben een meldingsplicht bij NIRAS en moeten een overeenkomst afsluiten voor het beheer ervan. Alvorens zulk afval kan geborgen worden, dient het voorbehandeld of 'geconditioneerd' te worden waarbij men het volume zoveel mogelijk reduceert. Een typische aanpak is als volgt:

- vloeibaar afval krijgt een chemische of thermische behandeling;
- vast brandbaar afval wordt bij een temperatuur van 900 °C verbrand en tot as verwerkt;
- niet-brandbaar afval wordt, voor zover het persbaar is, onder zeer hoge druk (2 000 ton) geperst;
- niet persbaar afval wordt versneden, zodat het in standaard vaten kan worden verzameld.

Het resultaat van de voorbehandeling wordt in cement, bitumen of glas vastgezet en in vaten ingesloten om verspreiding te voorkomen. Afvalproducenten kunnen slechts een beperkte tijd aansprakelijk worden gesteld voor verborgen gebreken in de kwaliteit van het afval. Dit onderlijnt het belang van een afdoende kwaliteitscontrole op de karakterisatie van het afval, van aan de bron tot na de conditionering in vaten.

Figuur 116 geeft voor 2009 een beeld van de aanvoer en verwerking van radioactief afval door Belgoprocess, de industriële dochtermaatschappij van NIRAS. Het grootste volume niet-geconditioneerd afval (84,74 %) was afkomstig van diverse producenten. Het Studiecentrum voor Kernenergie (SCK) vertegenwoordigde 8,17 %, de afbraak van oude installaties in Mol-Dessel 3,88 % en de kerncentrales 3,05 %. Ziekenhuizen en biomedische laboratoria voerden in 2009 slechts 0,17 % van het afval bij Belgoprocess aan. Na verwerking werd 299 m<sup>3</sup> laag- en middelactief geconditioneerd afval verkregen. Daarnaast verwerkten de kerncentrales het grootste deel van hun afval zelf ter plaatse en droegen in 2009 bijkomend 134 m<sup>3</sup> geconditioneerd afval aan NIRAS over. De kleine verschillen in hoeveelheden geconditioneerd afval elders in dit document gerapporteerd zijn te verklaren door het feit dat niet alle vaten die in 2009 zijn opgehaald of aangemaakt door Belgoprocess, ook effectief in 2009 in de opslaggebouwen werden opgenomen. Sommige vaten werden pas begin 2010 in deze gebouwen geplaatst.

Figuur 116: Productie van radioactief afval en verwerking door Belgoproces (2009)



De procenten in deze figuur zijn uitgedrukt ten aanzien van het totale volume.  
De gebruikte kernbrandstof is niet beschouwd in deze figuur.

Bron: Covens, 1997; NIRAS, 2010

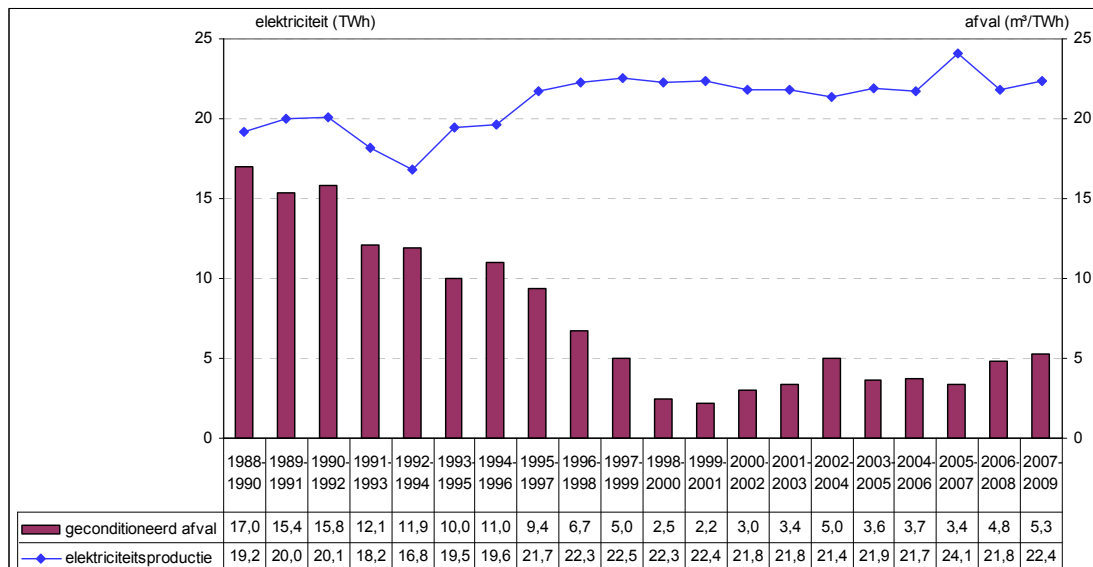
Voor verwerking en beheer op korte termijn maakt NIRAS onderscheid tussen verschillende afvaltypes op basis van het dosistempo bij contact met het afval:

- laagactief afval (laagstralend afval zou een betere omschrijving zijn voor dit type afval): contactdosistempo  $\leq 5$  mSv/h; de verwerking vereist een minimale afscherming van het personeel; grote hoeveelheden ontstaan bij de ontmanteling van nucleaire installaties;
- middelactief afval (middelstralend afval): contactdosistempo tussen 5 mSv/h en 2 Sv/h; afscherming van het personeel met betonnen muren en loodglasvensters; voornamelijk afval dat ontstaat bij de fabricage van kernbrandstof en bij de opwerking van kernbrandstof;
- hoogactief afval (hoogstralend afval); contactdosistempo  $> 2$  Sv/h; zeer grote concentraties aan radionucliden waardoor het warmte afgeeft; de verwerking vereist hetzelfde type voorzorgsmaatregelen als middelactief afval met eventueel bijkomende maatregelen om kritikaliteit – een ongecontroleerde kettingreactie in een grote hoeveelheid splijtbaar materiaal – te vermijden; betreft bestraalde kernbrandstof en verglaasd opwerkingsafval.

### 15.2.2 Radioactieve afvalproductie in kerncentrales

Figuur 117 toont het driejaarlijks gemiddelde van de door kerncentrales afgevoerde hoeveelheden geconditioneerd laag- en middelactief afval naar NIRAS. Over de laatste 17 jaar is de hoeveelheid radioactief afval per eenheid opgewekte elektriciteit in de kerncentrales van Doel sterk afgenomen. De afvoer naar NIRAS lag in 2000 en 2001 praktisch stil om administratieve redenen. In 2002 kwam ze met een inhaalbeweging terug op gang.

Figuur 117: Evolutie van de elektriciteitsproductie en de hoeveelheid laag- en middelactief geconditioneerd afval (driejaarlijks gemiddelde) die wordt afgevoerd naar NIRAS (Doel, 1990-2009)



Bron: Electrabel, 2010

Figuur 117 houdt geen rekening met de 120 ton *hoogactieve* bestraalde kernbrandstof die elk jaar in België ontstaat en waarvan ongeveer de helft afkomstig is van Doel. De totale hoeveelheid bestraalde kernbrandstof, ontladen uit de reactoren in Doel sinds de start van de elektriciteitsproductie, bedroeg 1 699 ton uranium eind 2009. Het grootste deel ervan, 1 388 ton uranium, ligt op de site in Doel opgeslagen in splijtstofdoeken of in roestvrij stalen containers. Eind 2009 was daarmee 42 % van de huidige opslagcapaciteit benut.

De overige 311 ton uit Doel en 359 ton uit Tihange werden in het Franse La Hague opgewerkt om er nog splijtbaar materiaal uit te halen. Het hoogradioactief afval, voornamelijk splijttingsproducten, dat na opwerking overblijft, werd ter plaatse verglaasd, d.w.z. ingebed in een borosilicaatglas. Het afvalglas werd vervolgens in een roestvrij stalen container gegoten. Elke container bevat 150 liter (ongeveer 400 kg) gestold glas, waarvan 14 % splijttingsproducten. In het totaal werden 420 glascontainers van Frankrijk naar Belgoprocess in Dessel overgebracht waar ze gedurende een periode van meer dan 50 jaar met lucht worden gekoeld in afwachting van berging in een stabiele geologische laag. Het laatste transport van verglaasd opwerkingsafval vond plaats op 3 april 2007. De kwaliteitscontrole op het verglaasde opwerkingsafval blijft beperkt tot nazicht van gegevens afgeleid uit het productieproces. Uit La Hague moet ook nog ongeveer 80 m<sup>3</sup> gecompacteerd hoogactief afval terugkeren. Dit afval bestaat uit de resten van structuren van splijtstofelementen (hulzen en eindstukken) en ander metaalafval. Tussen 2010 en 2013 zullen 9 transporten met gecompacteerd afval naar Belgoprocess in Dessel plaats vinden. Daarnaast is er nog transport en opwerking van de hoogverrijkte, bestraalde brandstof van de BR2-onderzoeksreactor van het SCK.

Ook het plutonium kwam naar België terug voor de productie van MOX-brandstof. De fabricage van MOX voor Electrabel werd in 2003 beëindigd en de MOX-fabriek van Belgonucleaire in Dessel heeft in 2006 zijn deuren gesloten wegens gebrek aan buitenlandse bestellingen. Belgonucleaire heeft gelijktijdig een ontmantelingsdossier bij de bevoegde overheden ingediend en heeft in 2008 een ontmantelingsvergunning van het FANC gekregen. De ontmanteling werd in 2009 toegewezen aan Belgoprocess en Technubel uit Dessel, SCK uit Mol en de Zweedse firma Studsvic. De ontmanteling van de handschoenkasten en allerlei infrastructuren en de ontsmetting en vrijgave van de industriële gebouwen zal 5 jaar in beslag nemen. Dit zal naar schatting 200 m<sup>3</sup> geconditioneerd plutoniumhoudend afval en 80 m<sup>3</sup> andere soorten geconditioneerd radioactief afval opleveren. De vrijgegeven gebouwen zouden daarna een nieuwe niet-nucleaire bestemming kunnen krijgen.

Het SCK ontmantelde de *prototype-kerncentrale BR3* (11 MW) als proefproject voor het ontwikkelen van technieken om de hoeveelheid radioactief afval zo klein mogelijk te houden. Het grootste deel van het gegenereerde afval kon na eventuele behandeling als niet-radioactief afval vrijgegeven

worden. Het resterende radioactieve afval werd naar Belgoprocess afgevoerd. Hiervoor werd een vergunning door het FANC afgeleverd na verduidelijking van de mogelijke afvalaanpak door NIRAS.

De vervanging van de *stoomgeneratoren* van de kerncentrales van Doel en Tihange is ook een vorm van ontmanteling. De besmette generatoren werden niet naar Belgoprocess afgevoerd maar liggen voorlopig in Doel en Tihange opgeslagen. De conditionering van de stoomgeneratoren werd nog niet bepaald, waardoor hun afvalvolume nog niet volledig in het bergingsprogramma van NIRAS is opgenomen. In het najaar van 2009 werden de stoomgeneratoren vervangen bij Doel 1. Daarmee hebben alle 7 Belgische kerncentrales nu nieuwe stoomgeneratoren. Omdat de vervanging bij de bouw van de centrales niet voorzien was, heeft men gaten moeten snijden in het omhulsel van het reactorgebouw om de oude stoomgeneratoren eruit te halen en de nieuwe te plaatsen. Een overzicht van de vermogenstoename door de betere warmte-uitwisseling en de opgelopen stralingsdosis tijdens de vervanging wordt in tabel 56 gegeven. De collectieve stralingsdosis is over de jaren sterk afgenomen door lessen te trekken uit het verleden en door een zorgvuldige ALARA-planning van de werkzaamheden.

Tabel 56: Netto elektrisch vermogen voor en na vervanging van de stoomgeneratoren in de kerncentrales, en de collectieve stralingsdosis opgelopen tijdens de vervanging (België, 1993-2009)

	jaar vervanging	netto vermogen voor (MW)	netto vermogen na (MW)	collectieve stralingsdosis (man Sv)
Doel 3	1993	900	970	1,955
Tihange 1	1995	894	943	1,637
Doel 4	1996	1001	1001	0,633
Tihange 3	1998	1015	1015	0,624
Tihange 2	2001	960	1008	0,648
Doel 2	2004	392	433	0,195
Doel 1	2009	392	433	0,243

Bron: Electrabel, 2010

### 15.2.3 Beheer en berging van geconditioneerd radioactief afval

#### 15.2.3.1 Beheer

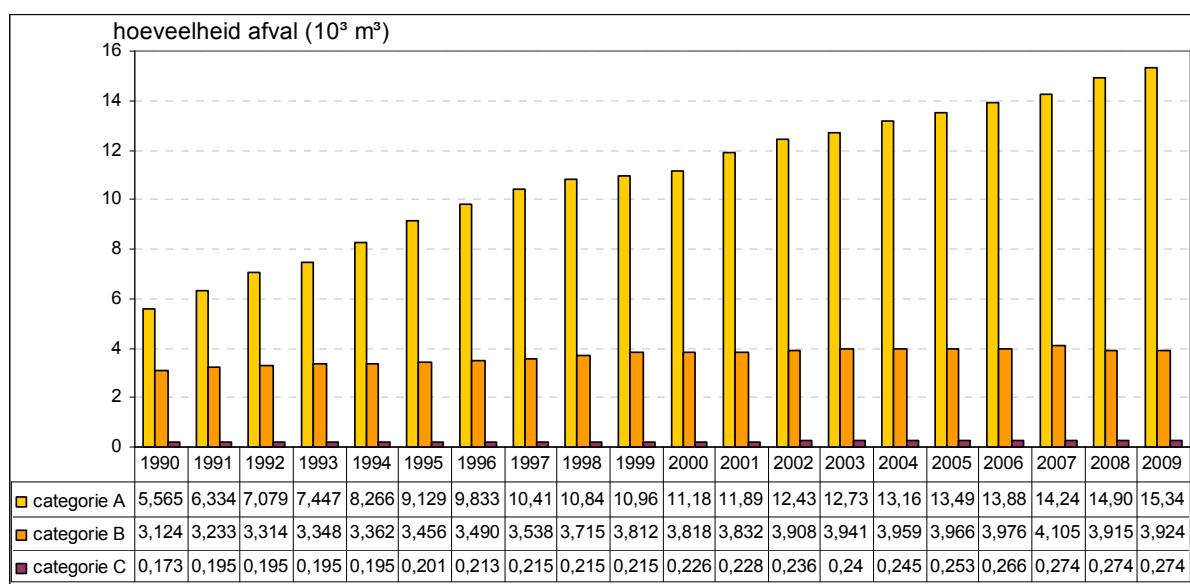
Voor de berging en het beheer op langere termijn wordt het radioactief afval ingedeeld op basis van de halveringstijd (tijd waarop de activiteit van een radionuclide met de helft vermindert):

- categorie A: laag- en middelactief kortlevend afval; voornamelijk bèta- en gammastralers met korte halveringstijden (< 30 jaar) en lage stralingsintensiteit;
- categorie B: laag- en middelactief langlevend afval; voornamelijk afval besmet met alfastralers met lange halveringstijden in concentraties die te hoog zijn voor categorie A; bevat ook wisselende hoeveelheden bèta- en gammastralers;
- categorie C: hoogactief afval; met warmteafgifte > 20 W/m<sup>3</sup>.

België stortte in de periode 1967-1982, net als vele andere landen, radioactief afval in zee. In totaal werd 15 765 m<sup>3</sup> geconditioneerd laagactief en radiumhoudend afval in de Noord-Atlantische Oceaan gedumpt op een diepte van 4 000 m. In 1982 stopte België vrijwillig met deze activiteit, maar het ondertekende pas in 1993 de Conventie van Londen die een definitief verbod op zeeberging inhield. Sinds 1983 wordt dit soort afval opgeslagen bij Belgoprocess in Dessel.

Het grootste deel van het nucleair afval is afkomstig van de *splijststofcyclus*. Deze cyclus is opgebouwd rond de nucleaire elektriciteitsproductie en bestaat in Vlaanderen uit splijststofproductie, kerncentrales, afvalverwerking en nucleair onderzoek. Belgoprocess – de industriële dochtermaatschappij van NIRAS – verwerkt, conditioneert en slaat het radioactief afval op. Figuur 118 toont de hoeveelheden radioactief afval die bij Belgoprocess in Dessel worden opgeslagen. In afwachting van berging nemen deze hoeveelheden jaarlijks toe. De kleine daling van het cat. B afval in 2008 heeft te maken met de invoering van een nauwkeuriger beheersysteem, waardoor bepaalde afvalvaten in een andere afvalcategorie (cat. A) werden ondergebracht.

Figuur 118: Evolutie van de opslag van geconditioneerd radioactief afval bij Belgoprocess in Dessel (1990-2009)



Niet-opgewerkte gebruikte kernbrandstof en ontmantelde stoomgeneratoren liggen in Doel en Tihange opgeslagen en zijn niet verrekend in deze figuur.

Bron: NIRAS, 2010

NIRAS raamt de afvalvolumes die het tegen 2070 zal moeten beheren op:

- 69 900 m<sup>3</sup> afval van categorie A, waarvan bijna 75 % afkomstig van de ontmanteling van de nucleaire installaties;
- 10 430 m<sup>3</sup> afval van categorie B bij handhaving van het moratorium voor opwerking; en 11 100 m<sup>3</sup> indien het moratorium voor opwerking opgeheven wordt en alle bestraalde splijtstoffen worden opgewerkt;
- 4 500 m<sup>3</sup> afval van categorie C bij handhaving van het moratorium voor opwerking, waarvan 90 % bestraalde kernbrandstof en 10 % opwerkingsafval; 600 m<sup>3</sup> indien het moratorium voor opwerking opgeheven wordt en alle bestraalde splijtstoffen worden opgewerkt.

Deze raming houdt geen rekening met afval dat in het kader van de splijtstofcyclus oorspronkelijk in het buitenland werd geproduceerd. Meer bepaald de grote hoeveelheden mijnafval bij de winning van uranium en verarmd uraniumafval afkomstig van de verrijkingsfabrieken. Het verarmd uranium is verpakt in afvalvormen die niet voorzien zijn op langdurige opslag. De langetermijnverantwoordelijkheid van Synatom, die een participatie van 11 % heeft in de Franse verrijkingsfabriek Eurodif, is voor dit type afval nog niet duidelijk.

De wet op de *kernuitstap* van 31 januari 2003 bepaalt dat de kerncentrales dicht moeten zodra ze 40 jaar oud zijn. Een wetwijziging die de sluiting met 20 jaar zou uitstellen, heeft gevolgen voor bovenvermelde hoeveelheden radioactief afval. De bestraalde kernbrandstof neemt elk jaar met zo'n 120 ton toe (voor de centrales van Doel en Tihange samen en indien het moratorium voor opwerking gehandhaafd blijft), zodat de hoeveelheid hoogactief afval met de helft zou verhogen. De toename van het laag- en middelactief afval zou – zonder een kernongeval – 10 % bedragen omdat het grootste deel ervan afkomstig zal zijn van de ontmanteling van de bestaande nucleaire installaties.

NIRAS heeft op verzoek van de GEMIX-commissie de impact op de afvalvolumes berekend voor een levensduurverlenging van de bestaande kerncentrales. Een verlenging van de exploitatieduur van de drie oudste kerncentrales (Doel 1, Doel 2 en Tihange 1) met 10 jaar zou leiden tot een stijging van het categorie A en B afval met minder dan 1,5 % en tot een stijging van het categorie C afval met ongeveer 8 %. Deze raming houdt enkel rekening met het courant geproduceerde afval en niet met mogelijk renovatieafval dat zou kunnen geproduceerd worden door de vernieuwing of modernisering van de infrastructuur:

- 70 900 m<sup>3</sup> afval van categorie A;

- 10 490 m<sup>3</sup> of 11 220 m<sup>3</sup> afval van categorie B bij respectievelijk handhaving of opheffing van het moratorium voor opwerking;
- 4 900 m<sup>3</sup> of 650 m<sup>3</sup> afval van categorie C bij respectievelijk handhaving of opheffing van het moratorium voor opwerking.

Op dezelfde manier berekende NIRAS de impact op de afvalvolumes van een verlenging van de exploitatieduur voor de 7 Belgische centrales met 20 jaar (zonder renovatieafval):

- 76 500 m<sup>3</sup> afval van categorie A;
- 10 830 m<sup>3</sup> of 11 900 m<sup>3</sup> afval van categorie B bij respectievelijk handhaving of opheffing van het moratorium voor opwerking;
- 7 000 m<sup>3</sup> of 900 m<sup>3</sup> afval van categorie C bij respectievelijk handhaving of opheffing van het moratorium voor opwerking.

Internationaal werkt men aan de ontwikkeling van *generatie 4 reactoren* met een gesloten splijtstofcyclus. Natrium- of gasgekoelde snelle neutronenreactoren splijten uranium-238 en verbruiken tot 100 keer minder natuurlijk uranium. Een doorgedreven opwerking met chemische scheiding van plutonium en andere transuranen en de omzetting ervan (verbranding) in een speciaal ontworpen versneller of kweekreactor reduceren de warmteafgifte, waardoor de benodigde lengte van de ondergrondse bergingsgaleries voor het hoogactief afval afkomstig van een dergelijke splijtstofcyclus bij geologische berging een factor 3 kleiner is dan voor de huidige types centrales. Plutonium is net als de andere transuranen weinig mobiel in klei, zodat de radiologische impact bij het normale evolutiescenario wordt bepaald door de veel mobieler langlevende splijtingsproducten (zie figuur 121). Hun activiteit hangt af van het aantal splijtingen en is dus evenredig met de geproduceerde energie, zodat de nieuwe reactortypes maar een gering effect hebben op de verlaging van de radiologische impact ten opzichte van de huidige kerncentrales (2<sup>de</sup> generatie) (Marivoet, 2006). Geologische berging van hoogactief afval blijft dus ook bij kerncentrales van de 4<sup>de</sup> generatie noodzakelijk. Bovendien zorgen de lozingen van de opwerkingsfabriek (waar de chemische scheiding van de bestraalde brandstof plaatsgrijpt) voor een bijkomende dosisbelasting, waardoor er gevaar bestaat voor afwenteling van milieudruk naar andere milieucapartimenten.

### 15.2.3.2 Berging van radioactief afval

Europees wordt als beginsel gehanteerd dat ieder land zelf verantwoordelijk is voor zijn eigen radioactief afval, inclusief de eindberging daarvan. De basisprincipes waaraan een bergingsinstallatie voor radioactief afval moet voldoen, zijn:

- bescherming van mens en milieu door het radioactief afval vooraf te immobiliseren en nadien voldoende lange tijd uit het leefmilieu te isoleren;
- beperking van de lasten voor toekomstige generaties door op termijn een passieve bescherming te bieden; bedoeling is een evenwichtige verdeling te krijgen van de lusten en de lasten verbonden aan kernenergie tussen de opeenvolgende generaties.

#### *Oppervlakteberging voor kortlevend radioactief afval (categorie A)*

Overeenkomstig bovenvermelde principes moet kortlevend radioactief afval (categorie A) gedurende enkele honderden jaren van mens en milieu geïsoleerd worden. Nadien kan de bergingsite door de sterke daling van de radioactiviteit vrijgegeven worden. Voor het langetermijnbeheer heeft men de keuze tussen oppervlakteberging met een controle- en toezichtperiode van ongeveer 300 jaar of diepe berging.

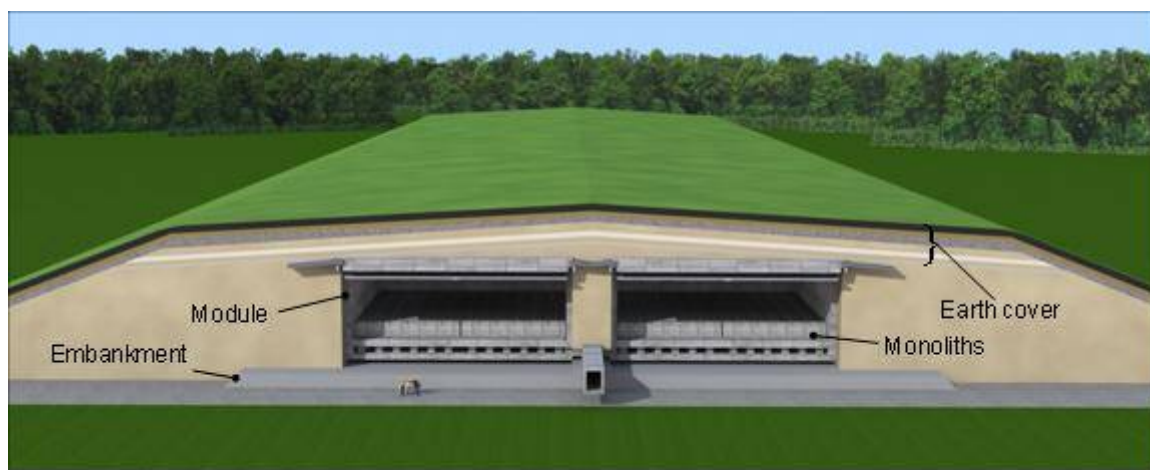
De federale regering heeft in 1998 voor de zoektocht naar een bergingslocatie voor het categorie A afval besloten om de klassieke ingenieursbenadering de rug toe te keren en te kiezen voor een meer participatieve benadering in gemeenten met een nucleaire bedrijvigheid. Drie partnerschappen tussen gemeenten en NIRAS werden opgericht, met name STOLA in Dessel (1999), MONA in de buurgemeente Mol (2000) en PALOFF in Fleurus-Farciennes (2003). Werkgroepen binnen deze partnerschappen onderzochten of er binnen hun gemeenten een maatschappelijk draagvlak zou kunnen zijn voor een project met maatschappelijke meerwaarde. In Dessel en Mol werden in 2005 voorontwerpen voor oppervlakte- of diepe berging goedgekeurd in de gemeenteraad mits aan een aantal voorwaarden, waaronder een akkoord over een maatschappelijk luik met compensaties voor de lokale bevolking, voldaan wordt. In Fleurus heeft de gemeenteraad op eenparig advies van het



schepencollege het bergingsvoorstel van PALOFF verworpen. Op 23 juni 2006 heeft de federale regering gekozen voor een oppervlakteberging in Dessel op de grens met Mol. Naast de realisatie van de bergingsinstallatie werkt NIRAS, in samenspraak met de lokale partnerschappen, aan een pakket maatregelen die een meerwaarde bieden aan de inwoners van Dessel, Mol, en de regio. Om het dossier op lokaal niveau verder op te volgen en de bestaande participatieve aanpak uit te breiden, werden de mandaten van STORA in Dessel (opvolger van STOLA) en MONA in Mol verruimd tot de bespreking van alle afvaltypes, dus ook het categorie B en C afval en heeft NIRAS geopteerd voor samenwerking tussen beide gemeenten. De regeringsbeslissing heeft het bergingsproject voor categorie A afval in de ontwerpfase gebracht. De bouwfase is volgens NIRAS voorzien in de periode 2013-2016. Ondertussen is het Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle (FANC) begonnen met de bepaling van zijn aangepaste vergunningsprocedure en evalueert ze de veiligheidsstudies uitgevoerd onder de coördinatie van NIRAS. Het is NIRAS die een vergunning zal aanvragen bij het FANC voor de bouw en exploitatie van de berging. In de vergunning zullen de exploitatievoorwaarden verduidelijkt worden.

Figuur 119 stelt het ontwerp van oppervlakteberging voor zoals het in het veiligheidsdossier zal worden opgenomen. Het bestaat uit twee dubbele rijen afgesloten betonnen bergingsmodules. Elke module is gevuld met ofwel 936 betonnen monolieten of kisten (caissons) van het type I met buitenafmetingen 1,95 m (l) x 1,95 m (b) x 1,35 m (h), ofwel met 780 monolieten van het type II (1,62 m hoogte), die het geconditioneerde afval bevatten. De modules zijn beschermd tegen de insijpeling van regenwater door middel van een meerlagige afdichting met als voornaamste bestanddelen een infiltratiebeperkende kleilaag, een laag die indringing door wortels en gravende dieren zoveel mogelijk beperkt, en een dikke biologische laag die het geheel het uitzicht van een tumulus geeft. De oppervlakteberging komt op een terrein van enkele tientallen hectaren dat in het oosten grenst aan Belgoprocess, waar een gedeelte van het categorie A afval ligt opgeslagen. Op basis van de geschatte hoeveelheden zou de installatie kunnen beperkt blijven tot 34 bergingsmodules. Deze zullen verdeeld worden over twee zones – één van 20 modules en één van 14 modules – die op termijn afgedekt zullen worden tot een tumulus. Bij wijze van voorzorg voorziet het ontwerp 40 modules. Elke tumulus zou in dat geval ongeveer 460 m lang en 180 m breed zijn en een hoogte van ongeveer 20 m hebben.

*Figuur 119: Inplanting van de oppervlakteberging in Dessel*



Bron: NIRAS, 2010

De belangrijkste barrières die de goede werking van de bergingsinstallatie na vrijgave van de reglementaire controle moeten verzekeren, zijn van technische aard:

- de voorbehandeling of conditionering van het afval (het gaat om vast afval);
- de fysische en chemische eigenschappen van de betonnen monolieten en bergingsmodules die de radioactieve stoffen in het afval insluiten zodat het vrijkomen van langlevende stoffen vertraagd en verminderd wordt;
- de afdekking met klei om de infiltratie van regenwater te beperken.



De langetermijnpact van de bergingsinstallatie wordt onderzocht voor verschillende scenario's. Het verwachte evolutiescenario, dat rekening houdt met de verwachte degradaties van de diverse barrières, is gebaseerd op best beschikbare kennis. Daarnaast wordt een referentiescenario beschouwd dat een pessimistische evolutie vooropstelt en dat zal dienen voor het bepalen van de radiologische impact die zal vergeleken worden met de wettelijke dosisbeperkingen. Ook intrusiescenario's worden onderzocht waarbij de barrières van de bergingsinstallatie door menselijke activiteiten zouden omzeild worden of versneld aangetast.

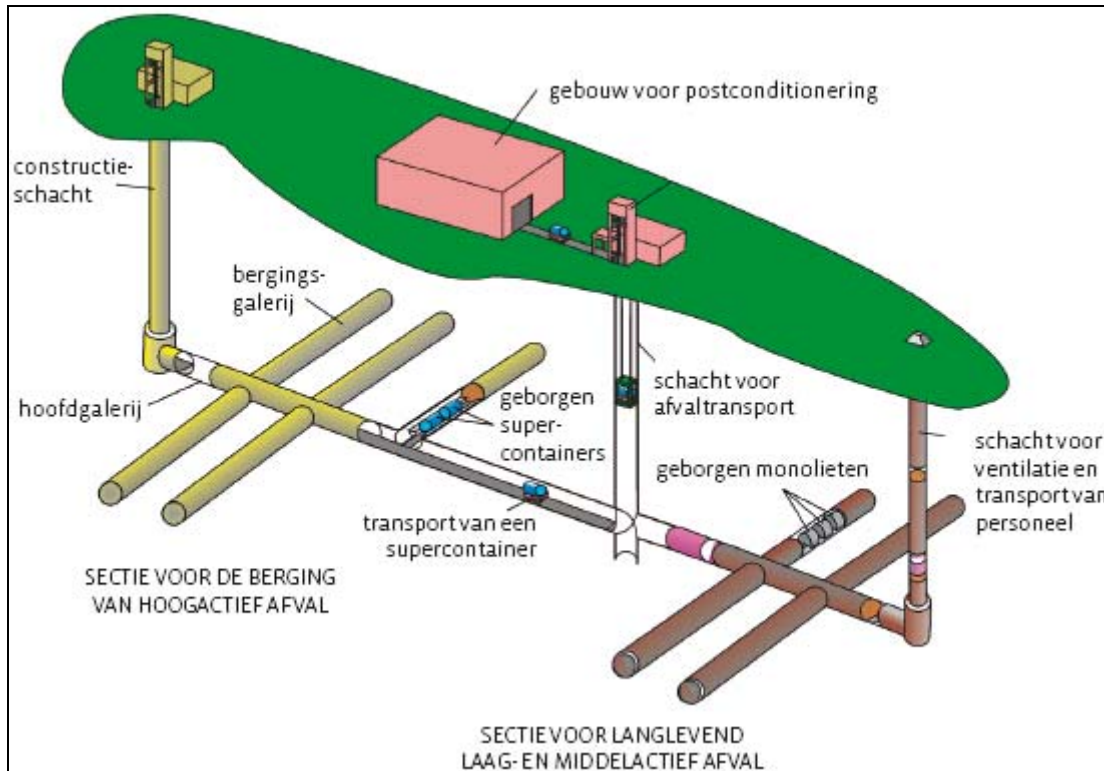
NIRAS identificeerde de radionucliden die het meest tot de dosisbelasting bijdragen op basis van hun fysische en chemische eigenschappen en de inventaris aan radioactieve afvalstoffen. De radiologische impact voor de meest blootgestelde leden van de bevolking wordt uitgedrukt in mSv/j en mag de internationaal aanbevolen dosisbeperking van 0,1 à 0,3 mSv/j niet overschrijden (ICRP, 2000; IAEA, 1999). NIRAS zal de toelaatbare hoeveelheden langlevende radioactieve stoffen in de berging zodanig beperken dat de verwachte impact voor de beschouwde scenario's beneden de wettelijke dosisbeperkingen zal zijn. Deze zijn klein vergeleken met de doses die door natuurlijke stralingsbronnen en medische toepassingen worden opgelopen (figuur 109).

#### *Diepe geologische berging voor langlevend (categorie B) en hoogactief (categorie C) radioactief afval*

Voor het langlevende en hoogactieve radioactief afval (categorieën B en C) is een oplossing nodig die verzekert dat het afval gedurende honderdduizenden jaren buiten de levensruimte (biosfeer) van de mens blijft. Diepe geologische formaties komen hiervoor in aanmerking. Binnen de Europese Unie onderzoekt men steenzout, kristallijne rots en klei. Het onderzoek in België spitst zich toe op berging in klei met de bouw begin jaren '80 van het ondergrondse laboratorium Hades op een diepte van 224 m, in het midden van de 100 m dikke Boomse kleilaag, onder het SCK in Mol.

Figuur 120 schetst een beeld van het huidige ontwerp voor geologische berging. Het bergingsconcept werd in 2004 grondig gewijzigd om de weerstand tegen corrosie van de metalen verpakking (zie verderop) te verhogen en om beter te voldoen aan de vereisten voor hoogactief afval en in het bijzonder voor de directe berging van bestraalde splijtstof. Het nieuwe concept omvat verschillende schachten, een transportgalerij en een aantal zones (per afvaltype) met bergingsgalerijen. De vaten met hoogactief afval worden in een bijkomende verpakking geplaatst: de zogenaamde supercontainer die bestaat uit een 3 cm dikke koolstofstalen oververpakking, omgeven door een 70 cm dikke betonnen mantel in een roestvrijstalen omhulsel. De oververpakking is een belangrijke barrière die als functie heeft de radionucliden gedurende de eerste duizenden jaren in te sluiten en te isoleren van het poriënwater in de klei. Tijdens deze periode zal de warmteafgifte van het afval de omringende klei met enkele tientallen graden opwarmen, wat de eigenschappen van de klei kan verstoren. Een test op ware grootte van de thermische effecten op Boomse klei wordt momenteel in het ondergrondse laboratorium voorbereid (het Praclay-experiment). De functie van de dikke betonnen mantel tijdens de bergingsfase is het beschermen van de werknemers tegen straling. Na de berging zorgt de mantel ervoor dat gedurende zeer lange tijd gunstige chemische condities zullen heersen, zodat de oververpakking zeer traag zal corroderen.

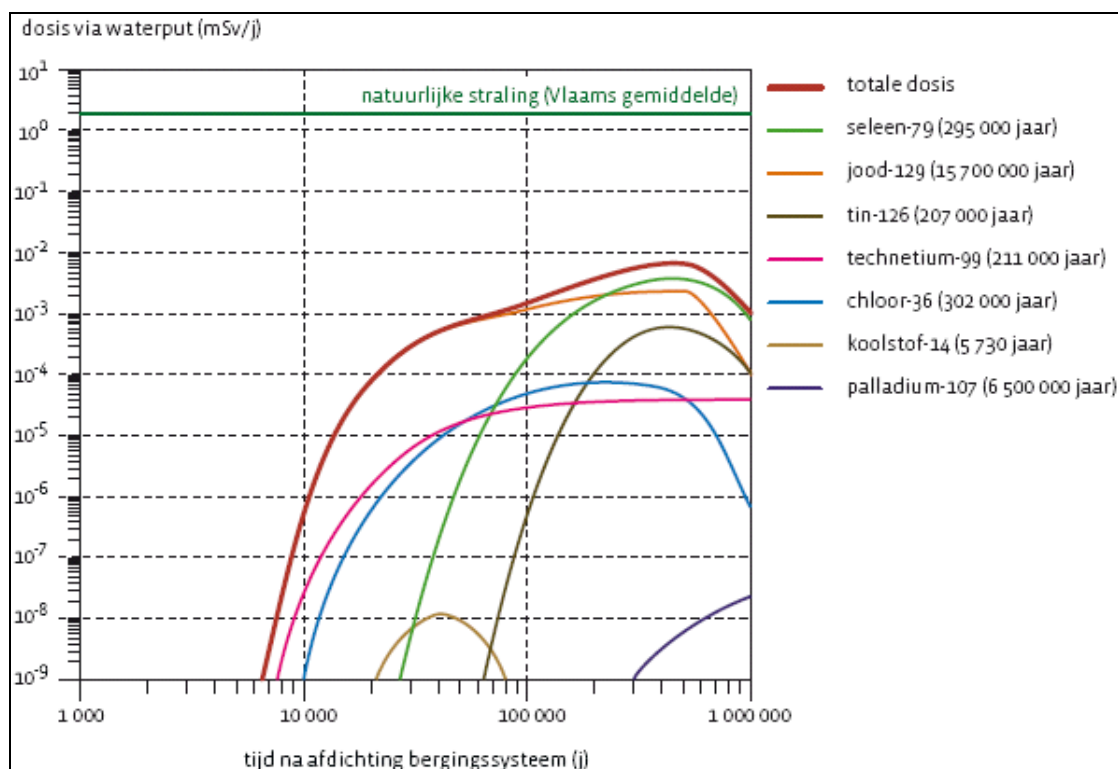
Figuur 120: Ontwerp voor geologische berging van langlevend en hoogactief afval in Boomse klei



Bron: NIRAS en SCK, 2007

De methodiek om de veiligheid van het bergingssysteem te evalueren is dezelfde als voor de oppervlakteberging op de veel langere tijdshorizon na. Naast het scenario dat de verwachte evolutie van het bergingssysteem beschrijft, worden ook een aantal mogelijke maar minder waarschijnlijke scenario's (waaronder intrusiescenario's) onderzocht. Figuur 121 toont de verwachte evolutie van de blootstelling voor iemand die in de omgeving van de bergingssite zou leven en die zijn drinkwater en irrigatiewater zou oppompen uit een diepe put vlak boven de Boomse kleilaag op de plaats waar, volgens de berekening, de hoogste radionuclideconcentraties zullen voorkomen. Klei is een heel efficiënte barrière tegen de migratie van radionucliden. Het duurt tenminste 8 000 jaar vooraleer de meest mobiele radionucliden uit het midden van de Boomse kleilaag naar de bovenliggende aquifer kunnen migreren. De meeste radionucliden vervallen tot verwaarloosbare activiteiten tijdens hun verblijf in de kunstmatige barrières of tijdens hun transport doorheen de kleilaag. De hoogste doses worden tussen 70 000 en 1 miljoen jaar na voltooiing van de berging verwacht, maar dan nog blijven ze onder de 0,01 mSv/j. Dit is een grootteorde lager dan de internationale dosisbeperking van 0,1 à 0,3 mSv/j.

**Figuur 121: Verwachte dosis voor de meest blootgestelde leden van de bevolking ten gevolge van de berging van het Belgisch radioactief afval**



De figuur is opgemaakt uitgaande van een levensduur voor de kerncentrales van 40 jaar.

Enkel de radionucliden (met hun halveringstijd) die het meest tot de dosis bijdragen zijn afzonderlijk weergegeven. Het totaal omvat ook de radionucliden met een kleinere bijdrage.

Bron: Marivoet, 2009

Na ontlading van de gebruikte splijtstof uit de reactor zal men minstens 60 jaar wachten alvorens het hoogactief afval (zowel verglaasd afval als gebruikte splijtstof) naar de geologische bergingssite over te brengen. Dit doet men om de thermische belasting van de Boomse klei te beperken. NIRAS voorziet een stapsgewijze berging van het hoogactief en langlevend afval, waarbij het langlevend afval vanaf 2035 zou geborgen worden en het hoogactief afval nog enkele tientallen jaren later.

In juni 2010 heeft NIRAS een ontwerp van Afvalplan en een milieueffectenrapport voor het beheer op lange termijn van hoogradioactief en/of langlevend afval voorgesteld. Deze documenten waren raadpleegbaar door de bevolking die opmerkingen kon maken tot 6 september 2010. NIRAS zal deze opmerkingen in aanmerking nemen bij het opstellen van de definitieve versie van het Afvalplan. NIRAS heeft de bedoeling om het Afvalplan eind 2010 aan de overheid voor te leggen. Vervolgens verwacht NIRAS dat de regering op korte termijn een principebeslissing zal nemen die de optie voor geologische berging in weinig verharde klei voor de berging van hoogactief en langlevend afval vastlegt. Daarna kan het proces voor de keuze van een mogelijke bergingssite starten.

Ondertussen gaat het onderzoek verder. Een aantal voorbeelden van onderzoeksthema's voor de berging zijn:

- 40 % van het categorie B afval is in bitumen geïmmobiliseerd. Het komt voornamelijk van de vroegere Europese opwerkingsfabriek Eurochemic in Dessel en bevat tot 30 % oplosbare zouten, voornamelijk natriumnitraat. In tegenstelling tot het hoogactief afval wordt de weerstand tegen uitloging van de bitumenmatrix niet beschouwd in de veiligheidsevaluatie; men veronderstelt hier dat de ingesloten radionucliden onmiddellijk vrijkomen in het kleimassief. Onderzoek heeft aangetoond dat het verstoring effect van het uitgeloopte natriumnitraat op de eigenschappen van de klei beperkt blijft tot ongeveer de eerste 3 m van de klei. Omwille van de zwellingsdruk door opname van poriënwater wordt het aantal vaten dat in een bergingscontainer geplaatst wordt beperkt.
- Gasgeneratie: bij anaerobe corrosie van ijzer wordt waterstof gevormd. Waterstof lost in beperkte mate op in water. Bij de berging van hoogactief afval (categorie C) bevindt zich slechts een kleine

hoeveelheid staal in de bergingsgallerij. In dit geval wordt verwacht dat de gevormde waterstof kan wegdiffrunderen in de kleiformatie. Verschillende types van langlevend afval (categorie B) bevatten echter aanzienlijke hoeveelheden metaal. Voor het categorie B afval wordt verwacht dat de gevormde hoeveelheid waterstof niet door diffusie kan afgevoerd worden en dat een gasfase zal opgebouwd worden in de bergingsgallerij. Sommige types van het categorie B afval zijn in bitumen geïmmobiliseerd of kunnen aanzienlijke hoeveelheden organisch materiaal (bv. cellulose) bevatten. Bacteriën kunnen deze organische materialen aantasten waarbij gassen zoals methaan gevormd worden. De gasproblematiek wordt momenteel verder bestudeerd onder meer in het kader van Europees onderzoeksproject Forge. De uitgraving en bouw van de berging induceert microbiële activiteit die voor verschillende problemen kan zorgen. Methaanproducerende bacteriën en nitraatreducerende bacteriën produceren gas, waardoor spanningen in het kleimassief ontstaan die tot breuken zouden kunnen leiden. Boomse klei bevat ook 1 tot 5 % pyriet. De oxidatie van een deel ervan door contact met omgevingslucht tijdens de uitgraving resulteert in een grote hoeveelheid sulfaat, die na afsluiting van de bergingszone in een zuurstofarme omgeving in sulfide kan omgezet worden door sulfaatreducerende bacteriën. Een goede kennis van deze cyclus en de invloed ervan op de corrosie en degradatie van de kunstmatige barrières is belangrijk voor de veiligheidsevaluatie.

- De onzekerheid over de levensduur van de kunstmatige barrières over een tijdspanne van meer dan 10 000 jaar wordt opgevangen door de stabiliteit van de 100 m dikke kleiformatie. Inderdaad, de levensduur van zowel het hoogactief afval (glas, niet-opgewerkte splijstof) als van de metallische containers in de condities van het recente bergingsconcept kan nog niet met voldoende zekerheid worden voorspeld. Maar anderzijds kan men wel verwachten dat de natuurlijke Boomse kleiformatie nog minstens een miljoen jaar stabiel zal zijn;
- De modellering van de biosfeer via het scenario van een waterput op de meest besmette plaats van de aquifer is conservatief maar onwaarschijnlijk. In de praktijk zullen de radionucliden via de aquifer in een rivier of kwelgebied aan het oppervlak komen. Het rivierscenario is door de grote verdunning verwaarloosbaar. In kwelgebieden is er een intense interactie tussen het opborrelende grondwater en de bodem. Lokale biosfeerprocessen zullen de eigenschappen van de radionucliden wijzigen, wat tot ophoping in specifieke milieucompartimenten kan leiden, met andere overdrachtmechanismen naar de mens tot gevolg. Naar de langetermijnimpact van deze processen in natuurlijke ecosystemen, gecombineerd met mogelijke wijzigingen in het gebruik van de gronden (bv. van bos naar landbouw), is nog maar weinig onderzoek gedaan. Dit relativeert enigszins het gebruik van de dosisschattingen in figuur 121 als risico-indicatoren voor situaties van chronische blootstelling over lange termijnen.

#### **15.2.4 Financiële reserves aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en de definitieve berging van de bestraalde splijstof** |

De uiteindelijke berging van het radioactief afval zal heel wat kapitaal vereisen. De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) maakte een evaluatie van de aangelegde fondsen voor de financiering van de veilige opruiming van Belgische kerncentrales (CREG, 2001). Daarbij kwam ze tot de volgende bevindingen:

- De ontmanteling en opruiming van de kerncentrales van Doel en Tihange: de elektriciteitsgebruiker betaalt hiervoor 0,002 euro per nucleaire kilowattuur. Door de liberalisering van de elektriciteitsmarkt is er echter onzekerheid over de beschikbaarheid van de fondsen op het ogenblik van de sanering;
- De opslag of opwerking en de berging van de bestraalde splijstof: de elektriciteitsgebruiker betaalt hiervoor 0,0037 euro per nucleaire kilowattuur. De opbouw van deze provisie is niet geformaliseerd en drie vierden van het bedrag werd als lening ter beschikking gesteld van Electrabel.

De kritische bemerkingen van de CREG-studie werden grotendeels ondervangen door de wet van 11 april 2003 aangaande de te voorziene provisie voor de ontmanteling van de kerncentrales en het beheer van de gebruikte splijstof. Deze wet voorziet in een nauwere betrokkenheid van de overheid bij het beheer van de fondsen. De wet draagt namelijk de ontmantelingsfondsen aan Synatom over, waar de Belgische Staat over één specifiek aandeel met speciale rechten beschikt, en op het beheer wordt toegezien door een opvolgingscomité. Synatom mag tot maximaal 75 % van deze fondsen teruglenen aan Electrabel, binnen de beperkingen en volgens de controlemodaliteiten voorzien in de wet. Als gevolg van deze wet moet Synatom om de drie jaar een verslag overmaken aan NIRAS die daarover een advies moet geven aan het Fonds.

De voornaamste nucleaire provisies zijn eind 2009 aangegroeid tot bijna 5,6 miljard euro, waarvan 3,7 miljard euro voor het afvalbeheer (voornamelijk de berging van de bestraalde kernbrandstof) en 1,9 miljard euro voor de ontmanteling en opruiming van de kerncentrales van Doel en Tihange. Tegen 2050 is een bedrag vooropgesteld van 9 miljard euro voor de bestraalde brandstof en tegen 2042 een bedrag van 2,8 miljard euro voor de ontmanteling van de kerncentrales. NIRAS en het toezichtscomité over deze provisies hadden echter twijfels bij het Synatom-rapport van 2007. Het probleem betreft vooral de onzekerheden die werden gehanteerd voor het inschatten van de kosten en de incoherentie met het huidige beleidskader (moratorium opwerking, kernuitstap en financiering van het bergingsonderzoek). Synatom financiert door toepassing van het 'vervuiler betaalt'-principe het grootste deel van het NIRAS-onderzoek. In het kader van het Vast Technisch Comité van NIRAS opteerde Synatom mee voor het nieuwe bergingsconcept voor hoogactief afval (zie § 6.1.2), hoewel het zijn schattingen voor de provisies nog steeds op het oude bergingsconcept baseert. Een berekening van de kost voor het nieuwe concept is aan de gang en door Synatom toegezegd voor het volgende rapport aan NIRAS.

## 16 Milieudruk t.g.v. transport en distributie van elektriciteit *Laatst bijgewerkt: februari 2011*

### 16.1 Beschrijving van de milieudruk

Met het transport van elektriciteit gaan energieverliezen gepaard, worden elektrische en magnetische velden gegenereerd en kunnen corona-ontladingen, geluidsemisies, ozonvorming, bodemverontreiniging en visuele hinder optreden:

- *Energieverliezen:* De energieverliezen werden reeds behandeld in de indicator Energiegebruik door de energiesector. Ze bedragen ongeveer 5 % van de getransporteerde energie;
- *Elektrische en magnetische velden:* De sterkte van het *elektrisch* veld onder een hoogspanningslijn is afhankelijk van de spanning, de opbouw van de lijn (bv de plaatsing van de geleiders en hun onderlinge afstand) en de afstand t.o.v. de lijn. De gemiddelde waarde van een elektrisch veld onder een lijn van 380 kV, gemeten op een hoogte van 1,5 meter boven de grond, bedraagt tussen 5 en 8 kV/m. Op een afstand van 20 meter is het veld ongeveer 10 maal zwakker dan de maximale waarde onder de lijn. De elektrische velden van ondergrondse kabels worden tegengehouden door het isolerende omhulsel. Het *magnetisch* veld is afhankelijk van de stroomsterkte en de opbouw van de lijn. De maximale waarde van het magnetisch veld onder een hoogspanningslijn, gemeten op een hoogte van 1,5 meter boven de grond, is enkele tientallen microtesla ( $\mu\text{T}$ ). Het aanleggen van geleiders onder de grond houdt de magnetische velden niet tegen (Elia, 2003). Elektromagnetische velden hebben een mogelijke invloed op de gezondheid. We bespreken dit in een afzonderlijke paragraaf;
- *Corona-effect:* Corona treedt op tengevolge van de sterke elektrische velden die aan het oppervlak van de geleiders de omringende lucht ioniseren, waardoor de lucht elektrisch doorslaat. Corona treedt vooral op bij vochtig weer (regen, onweer of sneeuw) en wordt gekenmerkt door een zwak lichtverschijnsel en een knetterend geluid. Het verschijnsel kan in extreme gevallen gepaard gaan met energieverliezen en het eventueel storen van radio-ontvangst op de niet veel meer gebruikte lange en middengolf. Bij de uitvoering van de hoogspanningslijnen wordt gezorgd dat corona zo weinig mogelijk kan optreden. Het is echter niet mogelijk om het coronaverschijnsel volledig te elimineren;
- *Geluidsemisies:* Het transport van elektriciteit op hoogspanning veroorzaakt op twee manieren geluid: 1) een licht geknetter dat ontstaat ter hoogte van de geleiders op luchtlijnen bij vochtig weer (het geluid wordt overstemd door dit van de vallende regen. Het wordt meestal maar opgemerkt bij mist.); en 2) in hoogspanningsposten wordt door de transformatoren een tonaal geluid voortgebracht dat hinderlijk kan zijn. Een relevante indicator zou het aantal klachten (van omwonenden) over geluidshinder zijn, maar we beschikken niet over deze data. De constructie van een hoogspanningspost is er op gericht om de geluidshinder zoveel mogelijk te beperken, o.a. door de transformatorhuizen die de grootste geluidsbron vormen in een gesloten cel te plaatsen, waarvan de ventilatieopeningen zo zijn ontworpen dat de geluidsemisie uit de richting van de direct omwonenden blijft. De geluidshinder kan worden beperkt door het plaatsen van geluidsschermen rond de transformatoren, of door actieve geluidscompensatie, dit is het gebruik van luidsprekers die een geluidsgolf uitzenden in tegengestelde fase met het oorspronkelijk hinderlijke geluid, dat daardoor sterk verzwakt.

- *Vorming van ozon en NO<sub>x</sub>*: Ozon wordt door coronaontladingen in de luchtlag direct rond de hoogspanningsgeleiders gevormd. Onmiddellijk nadat de ozonmoleculen gevormd zijn, reageren ze met andere luchtcomponenten. De ozonconcentraties die op grondniveau door de coronaontladingen worden geproduceerd, zijn afhankelijk van de generatiesnelheid, de weersomstandigheden, de richting en de snelheid van de wind, de luchtturbulentie en het ozonverval. De verhoogde ozonconcentratie onder de hoogspanningslijnen is verwaarloosbaar. Onder een 380 kV-lijn is de toename van de ozonconcentratie door corona minder dan 1 %. Tijdens coronaontladingen worden in de onmiddellijke omgeving van de hoogspanningsdraden eveneens geringe hoeveelheden stikstofdioxiden (NO<sub>2</sub>) gevormd. De hoeveelheid NO<sub>2</sub> die door de corona gevormd wordt, is (nog) kleiner dan die van ozon;
- *Bodemverontreiniging*: Bij het ontstaan van olieklekken in beschadigde oliedrukkabels (bij ondergrondse hoogspanningsverbindingen) kan olie via de bodem in het grondwater terecht komen. Door corrosie en de afspoeling van thermisch verzinkte vakwerkmasten kan op de mastplaats zink in de bodem terechtkomen;
- *Visuele hinder*: Graafwerken bij het leggen of herstellen van de kabels worden, naast kleine risico's op ongevallen voor voorbijgangers, ook als visueel hinderlijk ervaren. Om de landschapshinder bij de aanleg van luchtlijnen te minimaliseren worden hoogspanningslijnen in een zo recht mogelijk tracé gelegd. Hierdoor ontstaat een rustig beeld en daarenboven wordt het aantal hoogspanningsmasten zoveel mogelijk beperkt. Nog te realiseren hoogspanningslijnen zullen eveneens zoveel mogelijk gebundeld worden met al aanwezige infrastructuren en overkruising van bebouwde zones zal zoveel mogelijk worden vermeden.

Elektrische distributielijnen, transformatieposten en onder- en bovengrondse hoogspanningslijnen zijn bronnen van elektrische en magnetische velden. Ondanks het grote aantal studies naar mogelijke langetermijneffecten van elektromagnetische velden is er nog steeds geen zekerheid betreffende de schadelijkheid van niet-ioniserende straling afkomstig van hoogspanningslijnen. De wetenschappers houden rekening met alle relevante resultaten, zowel uit *epidemiologische* studies<sup>151</sup> als uit experimenteel onderzoek op *cellen of weefsels* (in vitro) of op *dieren* (in vivo). Deze studies leveren uiteenlopende – en soms tegenstrijdige – uitkomsten. Volgens de Hoge Gezondheidsraad is het nodig om voorzichtig te zijn met de mogelijke risico's van niet-ioniserende straling. Er zijn een aantal aanwijzingen voor biologische effecten, en in bepaalde dossiers zelfs voor gezondheidseffecten. Het Internationale Agentschap voor Kankeronderzoek (IARC, een onderdeel van de Wereld Gezondheids Organisatie) heeft de laagfrequente magnetische velden geklasseerd als 'mogelijk kankerverwekkend bij mensen'. Er zijn aanwijzingen (uit epidemiologisch onderzoek) dat langdurige blootstelling aan laagfrequente magnetische velden afkomstig van het hoogspanningsnet een licht verhoogd risico op leukemie bij kinderen met zich mee kan brengen. Onderzoekers weten niet zeker of laagfrequente magnetische velden daadwerkelijk de oorzaak zijn. In laboratoriumstudies heeft men tot nu toe geen verband kunnen vaststellen tussen zwakke 'extreem lage frequenties' of ELF magnetische velden en ziektes. Wetenschappelijke studies laten volgens het IARC nog niet toe om een conclusie (bevestigend of ontkennend) te trekken wat betreft andere vormen van kanker bij kinderen en volwassenen, evenals andere vormen van blootstelling (bijvoorbeeld aan statische velden of radiogolven van gsm) (FOD Volksgezondheid, veiligheid van de voedselketen en Leefmilieu, Elektromagnetische velden en gezondheid, 2010).

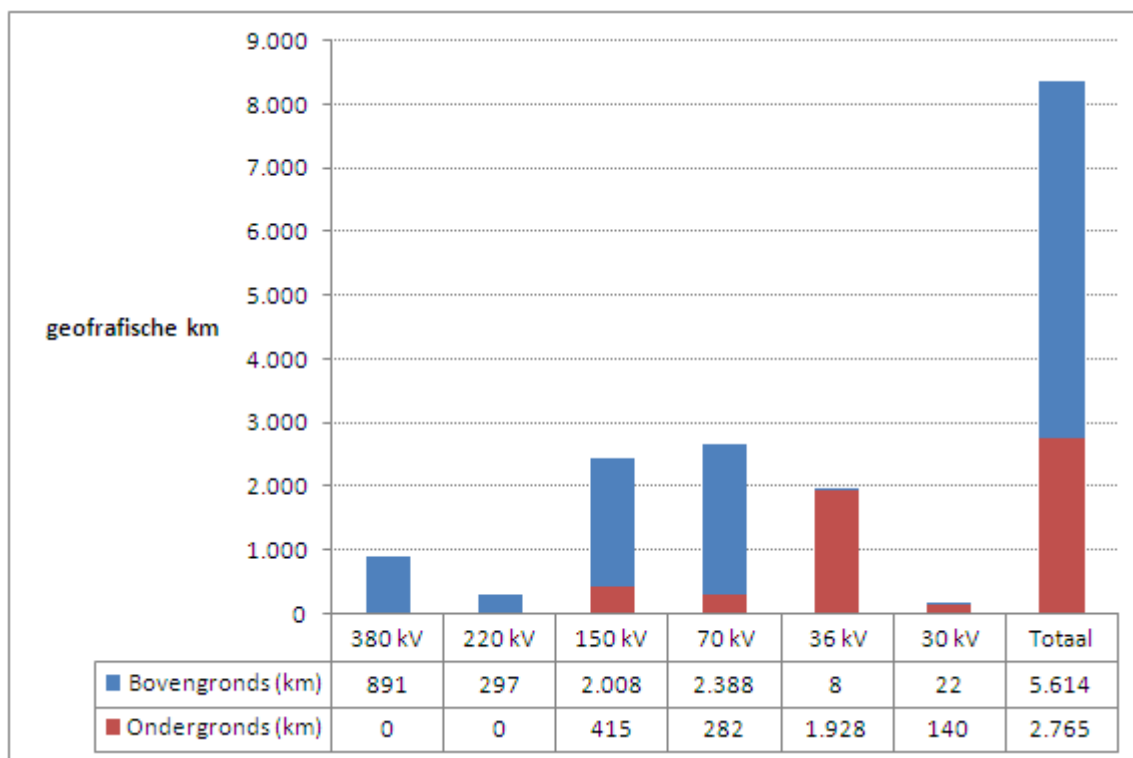
De Belgische wetgeving beperkt de sterkte van het elektrisch veld dat wordt opgewekt door het elektrische stroomnet van 50 Hz (Algemeen Reglement op de Elektrische Installaties, of AREI) tot 5 kV/m in woon- of woonuitbreidingsgebieden, 7 kV/m bij wegen en 10 kV/m op andere plaatsen. Er bestaat op federaal niveau geen wetgeving voor de beperking van de blootstelling van het publiek aan magnetische velden van 50 Hz. België aanvaardt de aanbeveling van de Raad van de Europese unie uit 1999, waarbij de limiet van 100 µT voor blootstelling van de bevolking niet mag worden overschreden (vergelijk met de maximale waarde van enkele tientallen µT gemeten onder hoogspanningslijnen in België). De blootstellingslimieten worden regelmatig herzien. Het laatste rapport van het SCENIHR (Scientific Committee on Emerging and Newly Identified Health Risks) van de Europese Commissie dateert van januari 2009. Volgens het SCENIHR stellen de recente wetenschappelijke gegevens de huidige Europese blootstellingslimieten niet in vraag, al zijn er 'grijze zones' waar men aandacht dient aan te besteden. In Vlaanderen geldt sinds 2004 voor het binnenhuismilieu de grenswaarde (de interventiewaarde) van 10 µT (Besluit van de Vlaamse Regering van 11.06.2004).

<sup>151</sup> Epidemiologische studies brengen mogelijke *statistische* verbanden aan het licht tussen blootstelling aan elektromagnetische velden en het voorkomen van een bepaalde ziekte of gezondheidseffect.

## 16.2 Lengte van elektrische hoog- en laagspanningsnetten P

We gebruiken als deelindicator de lengte (in km) van de hoogspanningsnetten (30 – 380 kV) van de transportnetbeheerder Elia. Sinds 2003 worden de hoogspanningslijnen enkel nog gemeten in geografische lengte<sup>152</sup> (figuur 122).

*Figuur 122: Geografische lengte (in km) van de hoogspanningsnetten (België, toestand op 01/01/2010)*



Bron: [www.elia.be](http://www.elia.be)

De totale geografische lengte van de hoogspanningsnetten was in 2009 in België met 3,0 % gestegen t.o.v. 2000. De grootste stijging doet zich voor bij de ondergrondse kabels, +9,8 % in 2009 t.o.v. 2000, terwijl de lengte van de luchtlijnen quasi constant is gebleven.

<sup>152</sup> Voor (ondergrondse) kabels is geografische lengte = elektrische lengte. Bij luchtlijnen is elektrische lengte = geografische lengte, als de lijn bestaat uit 3 geleiders (3 fasen). Als de lijn ont dubbeld is (6 geleiders), stemt de elektrische lengte overeen met het dubbele van de geografische lengte.



Figuur 123: Evolutie van de geografische lengte (in km) van de hoogspanningsnetten (België, 2000-2009)



Bron: [www.elia.be](http://www.elia.be)

Elia, in haar functie van transportnetbeheerder (TNB), moet een ontwikkelingsplan opstellen dat een periode van 10 jaar dekt en om de drie jaar moet worden aangepast. Dit plan moet klaar zijn binnen de 12 maanden nadat de federale overheid een prospectieve studie, die de perspectieven van de elektriciteitsbevoorrading weergeeft, heeft uitgevaardigd. De dato 2011 werkt de administratie aan de opstelling van de prospectieve studie. Tot dan geldt het oude Ontwikkelingsplan voor het elektriciteitstransmissienet voor de periode 2005-2012, dat volgens de oude procedures maar een periode van 7 jaar dekt. Tevens publiceert Elia, in haar functie als distributienetbeheerder (DNB) in Vlaanderen, een afzonderlijk plan voor het Vlaams Gewest. Het meest recente plan is het Investeringsplan Vlaams Gewest 2009-2012..

De komst van microgrids kan een grote invloed hebben op de toekomstige uitbouw van de hoogspanningsnetwerken. Microgrids of autonome elektriciteitsnetten zijn netwerken op kleine schaal (bijvoorbeeld op wijkniveau), die de elektriciteitsopwekking uit duurzame bronnen (wind, zon) en vraag op elkaar afstemmen. Verscheidene decentrale, duurzame opwekkingssystemen zoals PV of micro-WKK worden aangesloten op het microgrid en zijn zodanig gedimensioneerd dat ze in normale omstandigheden aan de lokale vraag kunnen voldoen. Systemen van energie-opslag (zoals batterijen) worden aan het microgrid gekoppeld, en compenseren tot op een bepaald niveau variaties in de vraag of de elektriciteitsopwekking. Het microgrid wordt tot slot met een schakelaar aan het distributienet verbonden, zodat er een uitwisseling van elektriciteit mogelijk is tussen verschillende microgrids. In uitzonderlijke omstandigheden kan het microgrid via de schakelaar geïsoleerd worden van andere grids. Microgrids kunnen bijgevolg op termijn leiden tot een sterke toename van de horizontale uitwisseling op distributieniveau (laagspanning) tussen aanbodgestuurde opwekking, gebruik en opslag.

## 17 Energieprijzen 2011

*Laatst bijgewerkt: maart*

Energie-economen weten dat het zeer moeilijk is om energieprijzen te voorspellen. De veelheid aan componenten (productie, transformatie, transport, distributie-infrastructuur, winstmarges, heffingen, ...), de samenloop van technische, economische en politieke factoren, en de bereidheid van consumenten om te betalen voor betrouwbare, 'schone' energie zorgen zowel aan vraag- als aanbodzijde voor grote onzekerheden en dus een grote 'bandbreedte'. In de volgende §§ trachten we een beter inzicht te verkrijgen in de verklarende factoren van energieprijzen.



## 17.1 Grondstofprijzen voor de energiesector

Energiemarkten vertonen drie typische kenmerken die we zelden in andere markten terugvinden, in het bijzonder:

- In traditionele markten vindt de productie plaats waar deze relatief goedkoop is en nemen de kosten van extra productie toe bij stijgende vraag (of in het jargon van economen: de marginale kosten stijgen bij toenemende vraag). *De productie (winning) van 'energie-grondstoffen' vindt echter niet altijd plaats daar waar deze het goedkoopst is.* Dit kan om uiteenlopende redenen, bijvoorbeeld de kartelmacht van de OPEC-landen (die hogere winsten kunnen realiseren door hun productie te beperken), het socio-economisch beleid van landen waardoor zij niet-rendabele kolonmijnen open houden (zoals België tot begin jaren negentig), of nog het energiebeleid in sommige landen (zoals het aardgasbeleid in Nederland). Een andere factor is dat vele landen bereid zijn een hogere prijs te betalen om voor hun energie-import niet volledig afhankelijk te zijn van één regio;
- De *eindigheid van de grondstoffen*, in casu fossiele brandstoffen en splijtstoffen. Men spreekt in dit verband vaak van de zogenaamde "R/P verhouding", dit is de verhouding 'beschikbare voorraad gedeeld door het huidige jaargebruik'. Een betere benadering is het productieverloop weergegeven door middel van de zogenaamde "Hubbert-curve", die er van uitgaat dat er in de tijd een piek in de productie optreedt waarna een langzame afbouw plaatsvindt. Tot heel recent<sup>153</sup> heeft deze factor nog niet zo een grote rol gespeeld, omdat de bewezen reserves steeds maar toenamen. Het is echter onomstreden dat op een bepaald ogenblik de winbare reserves de uiteindelijke voorraden zullen benaderen, en dat op dat ogenblik het schaarselement daadwerkelijk relevant wordt;
- De *productiviteitstoename* van winning en transport (meer efficiënte exploratie, betere boortekniken, betere bereikbaarheid van winningsgebieden, goedkoper transport, ...), vooral onder druk van de toenemende concurrentie.

In de volgende §§ bespreken we afzonderlijk de markten voor olie, gas, steenkool en uranium. Tussen de prijzen van deze energiebronnen bestaan verschillende relaties. Gasprijzen zijn gekoppeld aan olieprijs. Maar ook de olie/gas- en steenkoolprijzen zijn niet altijd los van elkaar te bezien, omdat er voor elektriciteitsproducenten en grote industriële bedrijven op lange termijn substitutiemogelijkheden bestaan.

### 17.1.1 De oliemarkt

De volgende factoren determineren de marktprijzen van ruwe aardolie:

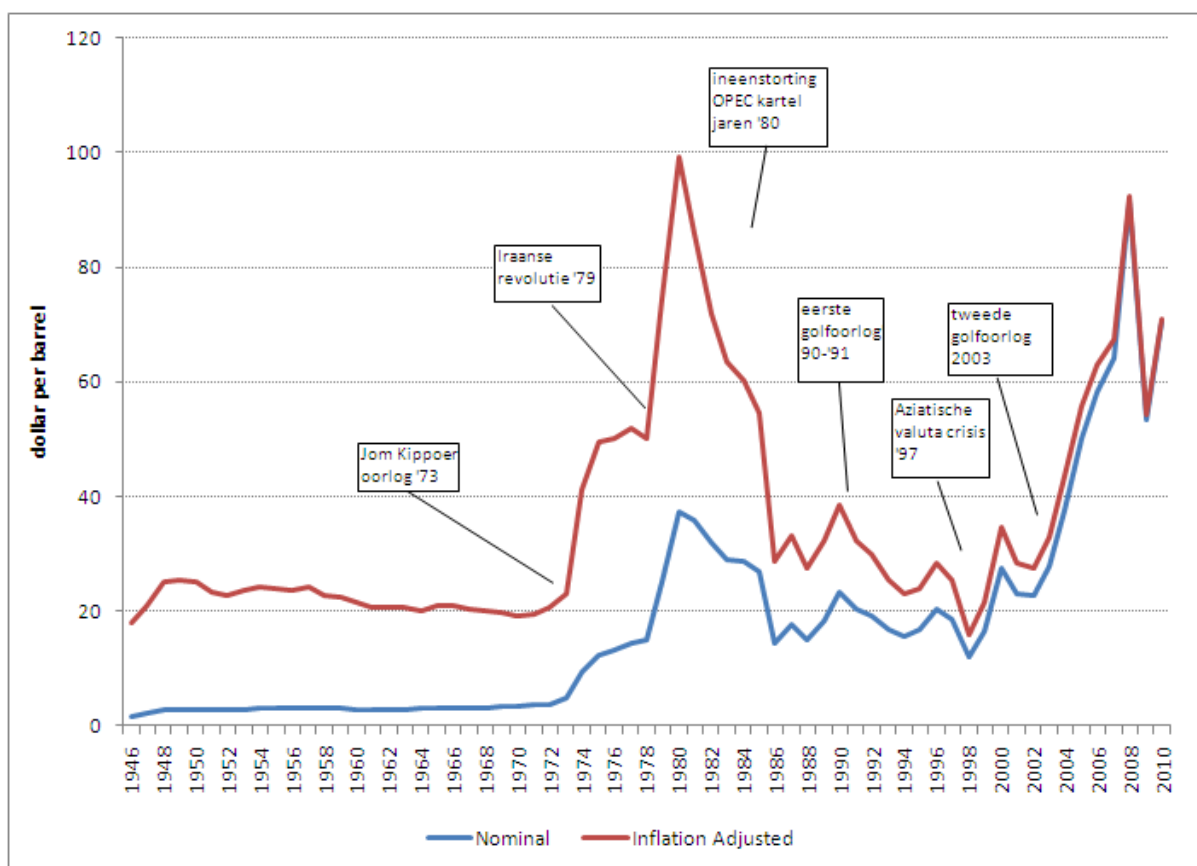
- de prijsinelasticiteit van de vraag en het aanbod *op korte termijn* (rigide vraag en rigide aanbod). Een stijging van de vraag leidt tot een prijsstijging omdat het aanbod van olie op korte termijn relatief inelastisch is (tenzij o.m. de OPEC-landen voldoende capaciteit hebben om de productie te verhogen en zo de gestegen vraag te compenseren). Een verlaging van het aanbod leidt tot een prijsstijging omdat de vraag niet snel genoeg kan dalen om tegemoet te komen aan het verlaagde aanbod;
- de *verwachte* vraag naar en het *verwachte* aanbod van olie. De olieprijs hangt in sterke mate af van de *verwachtingen* over vraag en aanbod, die een grote vrijheid laten voor speculatie. De voorbije jaren nam de wereldvraag naar ruwe aardolie en ondermeer hierdoor de prijs van olie zeer sterk toe, vooral onder invloed van Azië (India en China). In 2006 bedroeg de olievraag gemiddeld 84,8 miljoen vaten per dag (Mbl/d). Onzekerheid over het toekomstig aanbod in het begin van de jaren '80 (oorlog tussen Iran en Irak) veroorzaakte de tweede olieschok. De groeiende onzekerheid, o.m. t.g.v. de oorlog in Irak, droeg in 2005 bij tot de stijging van de olieprijs;
- de kosten van productie van ruwe aardolie, in het bijzonder in de niet-OPEC landen. De OPEC-landen, en zeker de landen in het Midden Oosten, kunnen tegen veel lagere kosten produceren dan de andere landen. Op (zeer) korte termijn is de productie van de niet-OPEC landen rendabel zolang hun marginale productiekost (de zogenaamde 'marginal barrel') lager is dan de olieprijs. Op lange termijn zullen de niet-OPEC landen enkel investeren indien de *totale* productiekosten een redelijk winstperspectief bieden. Belangrijke factoren hierbij zijn de mate van technologische innovatie en de rol van de olieprijs zelf op deze technologische ontwikkeling;

<sup>153</sup> Volgens sommige experts zou voor olie wereldwijd de piek naderen in 2012. Andere experts spreken dit dan weer tegen.

- het gedrag van de OPEC-lidstaten, in het bijzonder de golfstaten. Dit gedrag wordt niet uitsluitend bepaald door economische maar ook door geopolitieke factoren. Op economisch vlak hebben de OPEC-landen geen volledige kartelmacht (meer), o.m. door de opkomst van nieuwe olieproducerende landen buiten de OPEC vanaf de jaren '80. Het aandeel van de OPEC-landen in de wereldwijde productie schommelde van een piek van 55 % in 1973 tot een dal van 30 % in 1985, om in de jaren negentig terug te stijgen tot boven de 40 %. In 2008 bedroeg hun aandeel 45 %. De OPEC-landen kunnen – door het aanbod te beperken – de olieprijs weliswaar opdrijven, maar niet langdurig tot ver boven de marginale kostenniveaus van de niet-OPEC productievelden. Geopolitieke factoren hebben o.m. betrekking op het Amerikaans-Saoedisch verbond, de toestand in Irak en Iran, de houding van Venezuela t.o.v. de Verenigde Staten, de schermutselingen in Nigeria, enz;
- het wisselkoersrisico. Een vat ruwe olie wordt uitgedrukt in USD, zodat de olieprijs voor landen buiten de VSA afhangt van de sterkte of zwakte van de USD t.o.v. hun eigen munt. Bijvoorbeeld, een sterke euro t.o.v. de USD maakt de olieprijs in euro goedkoper.

De wereldmarkt bepaalt dus de spotprijs van ruwe aardolie, die voortdurend varieert van dag tot dag. Figuur 124 toont de evolutie van de jaargemiddelde<sup>154</sup> spotprijs van lichte Amerikaanse ruwe aardolie.

Figuur 124: Prijsevolutie (in US dollars per barrel) van ruwe aardolie (1946-2010\*)



\* partiële data

Bron: [www.inflationdata.com](http://www.inflationdata.com)

Van 1950 tot begin jaren '70 kende de nominale olieprijs een stabiele en lichte groei. De reële waarde daalde licht over deze periode<sup>155</sup>. Oorzaken van prijsstijgingen tijdens de eerste olieschok in 1973 waren de versnelde vraag naar olie (sterke groei van de wereldeconomie), het einde van het Bretton

<sup>154</sup> Daardoor worden kortstondige pieken en dalen uitgemiddeld, zoals in 2008 waar de prijs in juli een absoluut recordniveau bereikte boven de 145 \$/vat om in december van datzelfde jaar te noteren tegen circa 30 \$/vat (-79 % !).

<sup>155</sup> De nominale prijs is de absolute prijs op het ogenblik van de transactie, niet gecorrigeerd voor inflatie. De reële prijs is de prijs aangepast om de effecten van de verandering van koopkracht van een munt te neutraliseren. Relatieve prijzen reflecteren gewoonlijk de koopkracht relatief t.o.v. een basisjaar.

Woods systeem waardoor de USD sterk depreciëerde t.o.v. de westerse munten en de inkomsten per vat ruwe olie voor de OPEC-landen daalden, en de productievermindering van de Arabische leden van de OPEC t.g.v. de Jom Kipoer oorlog tegen Israël. De prijsstijgingen tijdens de tweede olieschok in 1979-1980, kort na de Iraanse revolutie in 1978 en vlak voor de oorlog tussen Iran en Irak waren vooral het gevolg van de verhoogde onzekerheid over het toekomstig olie-aanbod. De tweede olieschok kende de hoogste *reële* waarde – 99,11 USD<sub>2010</sub> per vat in 1980 – van de afgelopen 40 jaar. Het tekort aan olie werd opgevangen door de verhoogde productie van nieuwe olieproducerende landen. De OPEC besloot tot een daling van de olieprijs (gemiddeld 27,45 USD per vat in 1988) met als doel het behouden van het marktaandeel in het aanbod. De prijsstijgingen van de “derde olieschok” in 1991 waren het gevolg van de onzekerheid over de aanloop naar de Eerste Golfoorlog – de nominale waarde van ruwe olie naderde deze van tijdens de tweede olieschok, maar de *reële* waarde lag ongeveer 20 USD per vat lager. Na de Golfoorlog schommelde de nominale olieprijs tussen 15 en 20 USD per vat in de periode 1991-1997. In 1997-1998 daalde de olieprijs aanzienlijk – nominaal 11,91 USD per vat in december 1998 – t.g.v. de sterke economische vertraging van de Oost-Aziatische economieën en de verzwakte economische activiteit van Europa en Japan, waardoor de vraag naar olie sterk daalde. De OPEC besloot in 1998 – en andere olieproducerende landen zoals Mexico en Noorwegen in 1999 – de productie te beperken, zodat de prijs van ruwe olie terug steeg tot nominaal 27,39 USD per vat in 2000. De globale recessie in 2001, het doorprikken van de internetbubbel en de daling van de *reële* investeringen deden de nominale olieprijs terug dalen tot gemiddeld 23 USD per vat in 2001. De onzekerheid over de verwachte oorlog in Irak deed de olieprijs opnieuw stijgen tot gemiddeld 27,69 USD per vat in 2003. Opmerkelijk is de sterke nominale en *reële* stijging vanaf 2004, veroorzaakt door grote onevenwichten tussen vraag en aanbod. Een sterke economische groei, vooral in Azië, zorgt voor een aanzienlijke stijging van de vraag naar olie. Het olie-aanbod is gestegen, maar niet in voldoende mate. Er is weinig ruimte tussen productie-niveau en maximale productiecapaciteit, en de voorraden zijn klein. De geopolitieke spanningen vergroten de volatiliteit van de olieprijs.

De prijzen van ruwe aardolie in *reële* termen (prijzen juni 2010) stegen scherp van januari 2007 tot juni 2008. Onder invloed van de financieel-economische crisis zien we vanaf midden 2008 een van de scherpste dalingen ooit. De gemiddelde jaarlijkse *nominale* prijs in 2008 bedroeg 91,48 \$, en daalde in 2009 tot een gemiddelde van 53,48 \$. In *reële* termen daalde de prijs van 125,83 \$ in juni 2008 tot 34,14 \$ in januari 2009. In procentuele termen daalde de prijs van olie gedurende die 6 maanden evenveel als gedurende de 7 jaar van 1979 tot 1986 (bron: Tim MacMahon, [www.inflationdata.com](http://www.inflationdata.com)).

### 17.1.2 Gasmarkten

Er is nog geen echte ‘wereldgasmarkt’, zodat de gasprijzen sterk kunnen verschillen van regio tot regio. De markt voor aardgas bestaat uit vier grote regionale markten: Europa, Noord-Amerika, Azië/Pacific, en Latijns-Amerika.

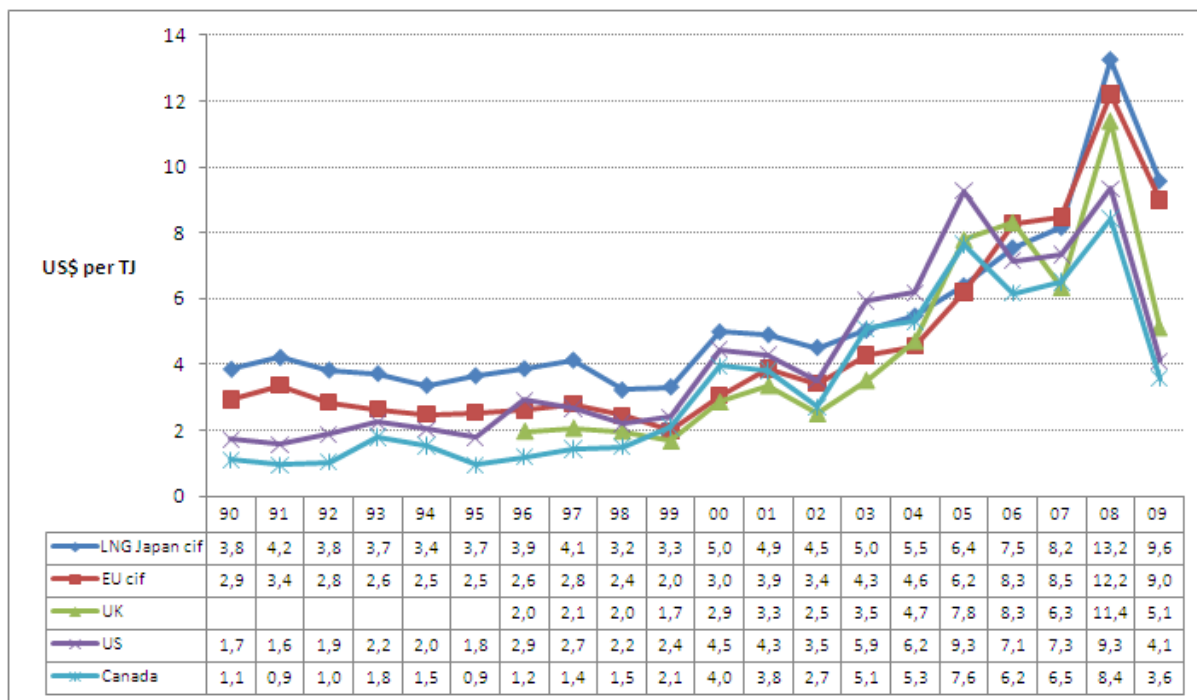
Landen rond de Atlantische Oceaan gebruiken zowel binnenlandse voorraden als geïmporteerd aardgas, hetzij aangevoerd via pijplijnen hetzij verscheept als LNG (‘Liquefied Natural Gas’). De Europese gasmarkt is grotendeels gedomineerd door pijplijngas.

Het regionale karakter van de aardgasmarkten is niet zozeer het gevolg van wettelijke beperkingen, dan wel van de hoge kosten voor het transport van aardgas via pijplijnen en vooral als LNG. LNG wordt wereldwijd verscheept in speciale schepen die de verliezen moeten minimaliseren en de veiligheid maximaliseren. Aardgas vloeibaar maken is zeer duur. De meeste exporteerders en importeerders moeten nog de infrastructuur ontwikkelen om de verscheping van LNG kosteneffectief te maken. De investeringskosten voor het vloeibaar maken, verscheppen en hervergassen van aardgas dalen sinds 1995. Toch blijft LNG duurder dan pijplijngas, en dat zal waarschijnlijk zo blijven ondanks de technologische vooruitgang.

De regionale LNG-markten staan algemeen gesproken op zich. Belangrijke LNG-leveranciers voor Europa en de V.S. zijn Algerije, Egypte, Nigeria in West-Afrika, en Trinidad en Tobago in de Caraïben. De LNG-handelsovereenkomsten waren vroeger lange-termijn (20 tot 25 jaar) bilaterale contracten, die vrij rigide waren zowel wat de prijs als het volume betreft. Zogenaamde “take-or-pay” (TOP) clausules, die de koper verplichtten om te betalen zelfs indien ze het product niet afnamen, verschoven het risico naar de koper. Zogenaamde bestemmingsclausules (‘destination clauses’) verhinderden de kopers om een lading te herverkopen aan derden. Er is een trend naar meer flexibiliteit. De voorwaarden wat betreft volume en prijs zijn losser geworden, en kunnen voor kortere

periodes worden onderhandeld. Dit gaf aanleiding tot het ontstaan van korte termijn LNG-markten (zowel ladingen verhandeld onder eenjarige contracten als individuele ladingen die men koopt en verkoopt). Het LNG-volume verhandeld in spotmarkten groeit sneller dan het wereldwijd verhandeld volume. Deze veranderingen in de marktstructuur kunnen zorgen voor een meer geïntegreerde wereldmarkt voor aardgas.

Figuur 125: Evolutie van de aardgasrijzen (nominale prijzen) (Wereld, 1990-2009)



Bron: BP

Traditioneel werden in de Europese langetermijncontracten de LNG-prijzen gekoppeld aan de prijzen van een aantal concurrerende brandstoffen, zoals laagzwavelige huisbrandolie. Dit komt vooral doordat olie en gas bijna perfecte substituten<sup>156</sup> zijn, zeker voor de elektriciteitssector en de industrie, en in iets mindere mate voor de sector van handel & diensten en de huishoudens (huisbrandolie versus aardgas voor ruimteverwarming). De prijzen van LNG worden nu meer een meer verbonden aan de prijzen op de spotmarkten en de "futures" markten. Spotmarkten bieden de mogelijkheid van prijsarbitrage tussen de Europese en V.S. gasmarkten, en eventueel een convergentie van de prijzen. Er zijn zowel in Europa (bijvoorbeeld Zeebrugge) als de V.S. "hubs" ontstaan die zowel pijplijngas als LNG behandelen. Prijszetting in de toekomst zal een gemengde rekenoefening zijn van LNG en pijplijngas prijzen.

De toegang die een specifieke regionale markt heeft tot de aardgasbronnen zal beslissend zijn, zowel wat betreft de mix in de aankoop van aardgas als de prijszetting. De gasprijs wordt bepaald door de kostprijzen van gaswinning en transport. Een stijgende trend van de Europese gasprijs wordt veroorzaakt door de steeds maar toenemende vraag (denk bijvoorbeeld aan het toenemend belang van WKK) en door de uitputting van (delen van) bestaande velden. Deze laatste factor zorgt ervoor dat men het gas moet winnen uit moeilijk toegankelijke velden op grotere afstand van de Europese markt (Rusland, Algerije, Nigeria of zelfs het Midden-Oosten) waardoor vooral de transportkosten toenemen. In de toekomst zal Europa waarschijnlijk worden geconfronteerd met een oligopolie wat betreft gasbevoorrading, met leveringen via pijplijn voornamelijk uit Rusland en Noord-Afrika, en LNG leveringen vanuit landen rond de Atlantische Oceaan en het Midden-Oosten.

Een mogelijk dalende trend kan het gevolg zijn van de liberalisering van de energiemarkt in de EU en van een betere integratie van het Europese gasnet.

<sup>156</sup> Indien de gasprijs hoger is dan de olieprijs, kunnen de bedrijven (met hun 'di-fuel' branders) relatief snel overschakelen op de 'goedkope olie'.

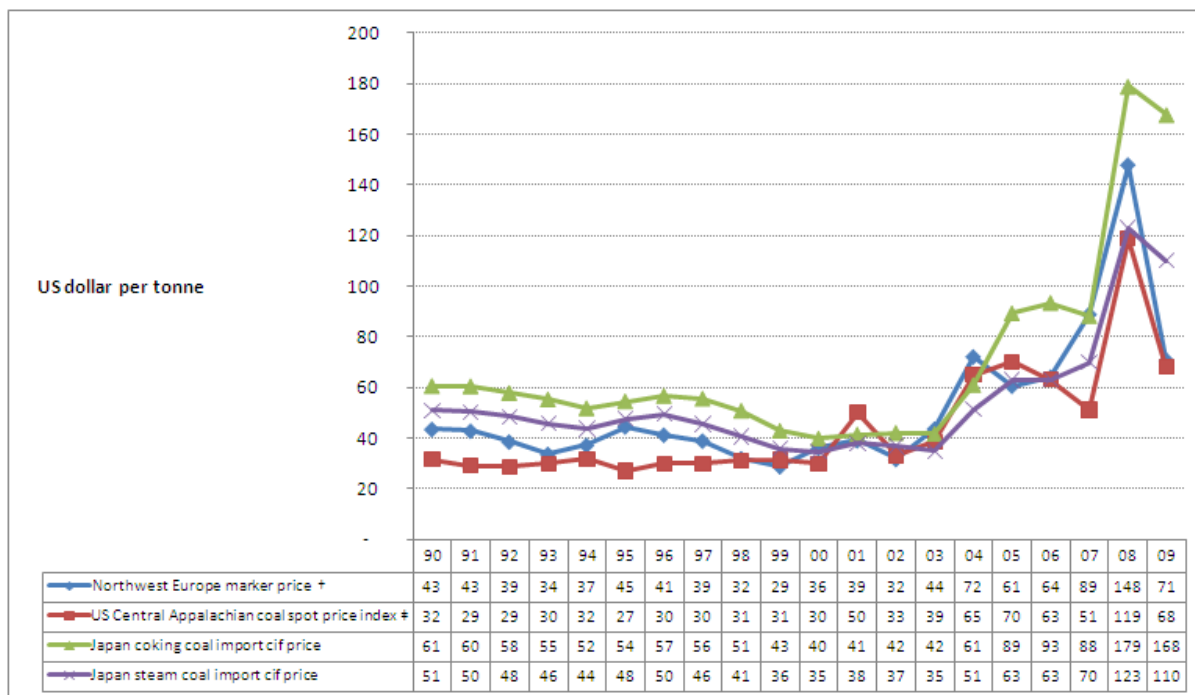
### 17.1.3 Kolenmarkt

Steenkolen worden over heel de wereld verhandeld. Er zijn twee verschillende eindgebruikersmarkten: thermische steenkool (of 'steam coal') voor de productie van stoom en verwarmingsdoeleinden, en metallurgische steenkool (of 'coking coal') die wordt gebruikt als grondstof voor de productie van coke (voornamelijk in de staalindustrie). De internationale handel in thermische steenkool bestaat uit twee regionale markten: de Atlantische markt en de Pacific markt. De internationale markt voor metallurgische steenkool is beperkter.

De internationale kolenmarkt is een 'competitieve markt', met o.m. veel vragers en aanbieders, weinig of geen toetredingsbelemmeringen tot de markt, grote nog beschikbare voorraden en hiermee gepaard relatieve eenvoud waarmee men wereldwijd nieuwe mijnen tot ontwikkeling kan brengen. De prijzen zijn hierdoor "evenwichtsprijzen", met geringe 'marges'<sup>157</sup> voor de producenten. Het gevolg is dat de prijs van steenkool lange tijd (tot 2003) vrij stabiel was, zeker in vergelijking met deze van de andere fossiele energiebronnen olie en aardgas. Vanaf 2004 is de volatiliteit sterk toegenomen, met een (voorlopige) piek in 2008. Een van de belangrijkste oorzaken is waarschijnlijk een korte termijn gebrek aan capaciteit, ondermeer door de sterk toegenomen vraag naar steenkolen in China. Na 2008 volgde er een daling en stagnatie, mede onder invloed van de financieel-economische crisis.

Een daling van de kolenprijs kan ook het gevolg zijn van productiviteitsverbeteringen, zowel wat betreft de winning als het transport (overlands, overzees, en verlading). Het betreft deels continue technische verbeteringen, deels eenmalige organisatorische verbeteringen. Een stijging van de kolenprijs kan dan weer het gevolg zijn van stijgende transportkosten t.g.v. de winning in minder gunstig gelegen mijnen.

Figuur 126: Evolutie van de steenkoolprijzen (nominale prijzen) (Wereld, 1990-2009)



Bron: BP

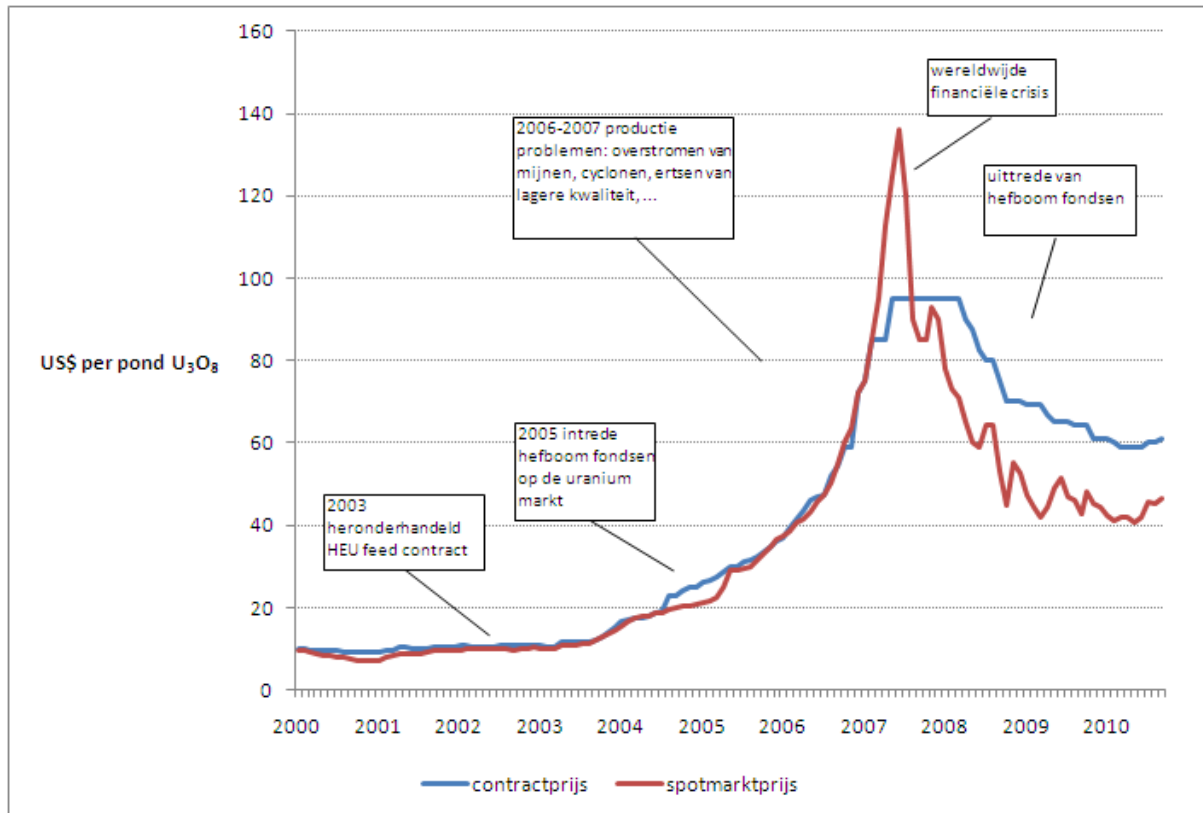
We vermelden tot slot dat bij de elektriciteitsproductie kolen sterk concurreert met gas, zodat men de prijsontwikkelingen van steenkool, gas (en indirect olie) niet volledig los van elkaar mag bekijken.

<sup>157</sup> Volgens de economische theorie is in een 'perfect competitieve markt' de marktprijs gelijk aan de korte termijn marginale kost, waarbij de winst van de bedrijven gelijk wordt aan nul.

### 17.1.4 Uraniummarkt

De prijs van *lichtverrijkt* uranium wordt hoofdzakelijk bepaald door de prijs van het *natuurlijk* uranium en de kost van de scheidingsarbeid. De kost van de conversie (omzetting naar uraniumhexafluoride UF<sub>6</sub>) heeft slechts een klein aandeel in de prijs van lichtverrijkt uranium.

Figuur 127: Evolutie van de uraniumprijzen (nominale prijzen) (Wereld, 2000-2010)



Bron: [www.cameco.com](http://www.cameco.com)

De prijs van uranium is lange tijd (begin jaren '80 tot 2003) betrekkelijk stabiel gebleven (tussen 6 en 16 US\$ per pond), omwille van de stagnerende vraag (de verwachte groei van de nucleaire sector heeft zich in deze periode niet doorgezet, de standtijden van de splijtstofelementen in de reactor zijn lang, en de periode nodig voor het voorbereiden van uranium is ook lang), de relatief grote voorraden, en doordat de meeste commerciële transacties *langetermijn*-contracten zijn.

De prijs van uranium bedroeg ongeveer 10,75 US\$ per pond begin 2003, en is vanaf dan sterk gestegen, om in juni 2007 te pieken op 136 dollar per pond. Belangrijkste oorzaken van die stijging waren problemen met de ontginning (bijvoorbeeld een overstroming in oktober 2006 bij de toen grootste uraniumoxide-producent ter wereld, de Cigar Lake mijn van Cameco). Een andere belangrijke factor was de intrede van financiële investeerders (hefboomfondsen). Door de wereldwijde economische crisis en het uittreden van een aantal hefboomfondsen is de uraniumprijs terug beginnen dalen. In 2009 en 2010 bleef de prijs vrij stabiel, rond de 40 à 52 US\$ per pond. De electriciteitsproducenten hebben voldoende stocks, zodat ze weinig op de spotmarkten moeten kopen. De meeste producenten hebben ook langetermijncontracten afgesloten, die gebaseerd zijn op de prijs van de contractmarkt (eind 2010 ongeveer 60 US\$ per pond). Experts verwachten dat vanaf 2011 de prijs opnieuw sterk zal stijgen door een sterk toenemende vraag naar uranium. In Azië worden tientallen kernreactoren gebouwd, en nog veel meer bijkomende kerncentrales zijn wereldwijd gepland. Volgens Resource Capital Research zouden er d.d. augustus 2010 440 kerncentrales operationeel zijn, en 59 onder constructie. Bovendien zouden er 493 nieuwe reactoren zijn gepland of voorgesteld, waaronder 153 in China, 60 in Indië, 44 in Rusland en 31 in de V.S. De productie van uranium is eigenlijk al vanaf eind jaren '80 kleiner dan het gebruik (vraag), maar Rusland heeft massaal overheidsvoorraden en afgedankt materiaal uit kernwapens ('highly enriched uranium' of



HEU) op de markt gedumpt, zodat de prijs min of meer stabiel bleef. Het contract van Rusland om goedkoop uranium uit kernwapens te leveren aan de Verenigde Staten loopt af in 2013, en waarschijnlijk heeft Rusland zoveel uranium voor eigen gebruik nodig dat deze bron vanaf dan niet meer beschikbaar zal zijn voor de wereldmarkt. Er is bovendien onvoldoende productiecapaciteit, omdat omwille van de goedkope prijzen sinds begin jaren '80 nog nauwelijks naar uranium is gezocht, en omdat de strenge milieuwetgeving het openen van nieuwe uraniummijnen heeft belemmerd.

## 17.2 Transformatiekosten

### 17.2.1 Kosten voor elektriciteitsopwekking

#### 17.2.1.1 Enkele algemene opmerkingen

Het probleem met elektriciteit is dat men elektriciteit niet kan opslaan, zodat – eens opgewekt – de elektriciteit quasi onmiddellijk moet worden geleverd en gebruikt. Bovendien is de vraag naar elektriciteit niet constant. Fluctuaties treden op tijdens verschillende uren van de dag omwille van werk- en leefpatronen, tijdens verschillende dagen van de week doordat bijvoorbeeld veel industriële bedrijven in het weekend – in tegenstelling tot handel & diensten – minder actief zijn; en tijdens verschillende maanden van het jaar, vooral omwille van weersomstandigheden. Dit betekent dat men de capaciteit van de centrales niet altijd volledig kan benutten. Dit heeft belangrijke implicaties voor de totale kosten van elektriciteitsopwekking. Beschouwen we twee identieke centrales, maar waarvan de ene veel minder wordt benut dan de andere. De *specifieke kost*, i.e. de kost per geproduceerde MWh, zal veel hoger zijn voor de centrale met een lagere benuttigings- of capaciteitsfactor, omdat men dezelfde investeringskosten en vaste werkings- en onderhoudskosten over veel minder elektrische output moet verdelen. Vandaar dat men bij kostenvergelijkingen steeds expliciet moet vermelden welke veronderstellingen men heeft gemaakt wat betreft benuttigingsfactor.

De transformatiekosten ('opwekkingskosten', 'productiekosten') bestaan voor elektriciteitscentrales voornamelijk uit de volgende kostenelementen:

- Investeringskosten: De investeringskosten omvatten niet enkel de zuivere constructiekosten, maar ook de kosten voor het concept (de 'engineering'), het verkrijgen van de nodige vergunningen, enz.;
- Onderhouds-, werkings- en herstelkosten: Men noemt deze kosten ook wel "OM&R", naar het Engels 'Operations, Maintenance and Repair'. Men kan deze kosten eventueel verder indelen in vaste en variabele kosten. Vaste kosten blijven constant, ongeacht de hoeveelheid opgewekte elektriciteit, en bestaan bijvoorbeeld uit loonkosten, verzekeringskosten, enz. Variabele kosten variëren evenredig met de eigenlijk geproduceerde hoeveelheid elektriciteit, en bestaan bijvoorbeeld uit kosten voor smeerolie, chemicaliën, e.d.;
- In het geval van fossiele centrales de kosten voor de aankoop van de brandstof(fen), of in het geval van kerncentrales de kosten voor de splijtstofcyclus. De meeste hernieuwbare energiebronnen, zoals wind of water, zijn normaliter gratis. Aan biomassa zijn meestal wel kosten verbonden, al was het maar voor het transport, de opslag en de behandeling;
- In het geval van fossiele centrales, de prijzen voor CO<sub>2</sub>-emissierechten;
- In het geval van kerncentrales de kosten gebonden aan ontmanteling en afvalberging. Het is algemeen gebruikelijk (dus niet enkel voor kerncentrales) om alle kosten die moeten gemaakt worden op het einde van de levensduur (afbraakkosten, saneringskosten, e.d.) mee te verrekenen in de investeringskosten.

Voor hernieuwbare energiebronnen, vooral wind en zon, moet men bovendien rekening houden met de zogenaamde 'balancing costs'. Immers, niet enkel de vraag naar elektriciteit maar ook het aanbod kan sterk fluctueren. Dit heeft tot gevolg dat het probleem van de surplus- of reservecapaciteit nog iets prangender wordt<sup>158</sup>. Men maakt hierbij onderscheid tussen 'spinning reserve' en 'static reserve'. Een 'spinning reserve' is een centrale die op minder dan 100 % output draait, en waarbij de systeemoperator onmiddellijk beroep kan doen op de nog niet benutte capaciteit indien nodig. Een 'static reserve' is een beschikbare maar nog niet draaiende centrale die men zeer snel kan opstarten

<sup>158</sup> Gezien de grote fluctuaties in de vraag moet men *altijd* een reservecapaciteit voorzien, zelfs indien men vrij zeker is van het aanbod. Trouwens, zelfs bij klassieke centrales moet men rekening houden met onderhoud van centrales en met het onverwacht uitvallen van een centrale ("loss of load probability" of LOLP). Dit in detail bespreken zou ons te ver voeren.

indien nodig. De goedkoopste “standby”- of backup-opties zijn normaliter bestaande klassieke thermische centrales of hydro-centrales die al volledig zijn afgeschreven (‘sunk costs’), zodat men enkel nog rekening moet houden met de variabele kosten en de brandstofkosten indien relevant. In kostenstudies neemt men soms als ‘proxy’ voor de kosten van “standby” of backup-capaciteit de kost van een gasturbine. Bij hernieuwbare energie zoals grootschalige windturbineparken is er het bijkomend probleem dat de “standby” meestal basislast en niet pieklast moet opvangen, zodat men als proxy voor de kosten van deze “standby” de kosten van een STEG gebruikt. De meest correcte manier om de kosteneffecten van hernieuwbare energie op het energiesysteem te analyseren is het vergelijken van de *totale* kosten van twee verschillende energiemogelijkheden: één zonder en één met hernieuwbare energie in het aanbod. Dit is de zogenaamde ‘system integration cost’-benadering, waarbij men niet enkel kijkt naar de (extra) ‘balancing costs’, maar bijvoorbeeld ook naar kosten voor de aanpassing van het transmissienet, de uitgespaarde kosten voor CO<sub>2</sub>-emissierechten en de externe kosten (zie verder).

De door de IEA (2010) uitgevoerde berekeningen van de hiernavolgende transformatiekosten zijn gebaseerd op een referentie-methodologie, de zogenaamde “levelised costs of electricity” of LCOE. Deze methode vertaalt de totale investeringskosten naar een constant bedrag dat de investeerder elk jaar gedurende de gehele<sup>159</sup> economische levensduur moet betalen (de zogenaamde “annuïteit”), en wel zodanig dat indien men al deze bedragen verdisconteert aan een bepaalde discontovoet, men de huidige waarde van het investeringsbedrag verkrijgt. Die discontovoet noemt men ‘delgingsfactor’. Men berekent vervolgens een “specifieke” kost per geproduceerde eenheid nuttige output, door bij deze annuïteit de jaarlijkse vaste en variabele kosten, inclusief brandstofkosten indien relevant, op te tellen, en te delen door de elektriciteitsoutput, onder aanname van een bepaalde capaciteitsfactor. De EIA maakt wat betreft technische en economische parameters de volgende generieke veronderstellingen: een economische levensduur van 40 jaar, een gemiddelde belastingduur van 85 % voor basislastcentrales, een delgingsfactor van 5 of 10 %<sup>160</sup>, en een koolstofprijs van 30 USD per ton CO<sub>2</sub>. De kosten zijn *exclusief* transmissie- en distributiekosten (we verwijzen hiervoor naar § 17.3 over eindgebruikersprijzen). Ze bevatten evenmin de ‘balancing costs’. De kosten voor sequestratie (‘carbon capture and storage’ of CCS) omvatten enkel de kosten voor het opvangen, het transporteren en het opslaan van de CO<sub>2</sub>. Tot slot houden de kosten geen rekening met externe kosten, waarvoor we verwijzen naar § 17.4 over externe kosten.

Alle vermelde kosten zijn afkomstig van IEA (2010), tenzij anders vermeld. Voor de kosten van de elektriciteitsopwekking uit WKK en biomassa maken we gebruik van iets oudere IEA studies (IEA, 2006 en IEA, 2007).

De liberalisering van de elektriciteitsmarkt heeft tot gevolg dat de financiële risico’s voor de producenten zijn toegenomen. In een monopolistische, door de overheid gecontroleerde markt konden de investeerders de kosten van bepaalde risico’s (bijvoorbeeld dure investeringen in kerncentrales) (gedeeltelijk) doorschuiven naar de eindgebruikers of de belastingbetalers. Er zijn ook grote(re) onzekerheden (dan vroeger) over de evolutie van de energieprijzen (zie vorig hoofdstuk). Dit heeft tot gevolg dat de elektriciteitsproducenten eerder zullen kiezen voor minder kapitaalintensieve maar wel meer flexibele technologieën. Het betekent ook dat zij wellicht de voorkeur zullen geven aan hogere interne opbrengstvoeten en een kleinere verwachte economische levensduur, zodat de hierboven gemaakte veronderstellingen (bv. economische levensduur van 40 jaar) niet noodzakelijk correct zijn.

#### 17.2.1.2 Kosten voor kolengestookte centrales

De constructiekosten voor de meeste kolengestookte centrales zonder CCS variëren van 900 tot 2 800 US\$/kW<sub>e</sub>. Voor centrales met CCS variëren deze kosten van 3 223 tot 6 268 US\$/kW<sub>e</sub>. De constructieduur is gemiddeld 4 jaar. Bij een delgingsfactor van 5 % bedraagt de specifieke kost tussen 54 en 120 US\$/MWh (zowel met als zonder CCS), waarvan 28 % investeringskosten, 9 % werkings- en onderhoudskosten, 28 % brandstofkosten en 35 % koolstofkosten. Bij een delgingsfactor van 10 % zijn dit 67 à 142 US\$/MWh, 42 %, 8 %, 23% respectievelijk 27 %. De brandstofprijzen zijn o.m. afhankelijk van de regio en van welk soort kolen men gebruikt (steenkool, bruinkool of ligniet). Naargelang de regio kunnen steenkoolprijzen met een factor 10 verschillen.

<sup>159</sup> De investeringsuitgaven vinden in werkelijkheid enkel plaats de eerste jaren van het project, tijdens de eigenlijke constructie van de centrale. Het “annualiseren” laat toe projecten, niet enkel met verschillende constructieperiodes maar ook met verschillende economische levensduren, met elkaar te vergelijken.

<sup>160</sup> De berekende specifieke kost kan zeer gevoelig zijn voor de aannames die men maakt betreffende delgingsfactor.



### 17.2.1.3 Kosten voor kerncentrales

De investeringskosten, exclusief renovatie- en ontmantelingskosten, schommelen tussen 1 600 en 4 100 US\$/kW<sub>e</sub>. De constructiekosten worden meestal gespreid over een periode van 5 jaar. Bij een delgingsfactor van 5 % bedraagt de specifieke kost, 29 à 82 US\$/MWh (hoewel hierop uitzonderingen kunnen voorkomen), waarvan gemiddeld 60 % voor investeringskosten (inclusief ontmanteling), 24 % voor werkings- en onderhoudskosten, en 16 % voor de splijtstofcyclus (brandstofkosten). Bij een delgingsfactor van 10 % bedraagt de specifieke kost, inclusief renovatie- en ontmantelingskosten, 42 à 137 US\$/MWh (ook hier kunnen uitzonderingen voorkomen), waarvan gemiddeld 75 % voor investeringskosten, 15 % voor werkings- en onderhoudskosten, en 9 % voor de splijtstofcyclus (brandstofkosten). Al deze specifieke kosten omvatten ook renovatiekosten, kosten voor behandeling van het afval, en ontmantelingskosten.

### 17.2.1.4 Kosten voor gasgestookte centrales

Zowel de constructie- als de werkings- en onderhoudskosten van gasgestookte centrales zijn beduidend lager dan deze van kolengestookte centrales en kerncentrales. De constructiekosten variëren van 520 tot 1 800 US\$/kW<sub>e</sub>. Men kan gasgestookte centrales relatief snel bouwen – de investeringskosten worden dan ook gespreid over slechts 2 tot maximum 3 jaar. Bij een delgingsfactor van 5 % bedraagt de specifieke kost tussen 67 en 105 US\$/MWh waarvan 12 % investeringskosten, 6 % werkings- en onderhoudskosten, 70 % brandstofkosten en 12 % koolstofkosten. Bij een delgingsfactor van 10 % is de specifieke kost 76 à 120 US\$/MWh, niet veel hoger dan bij een delgingsfactor van 5 % omwille van de korte constructieduur. Het aandeel van de investeringskosten is in dit geval 16 %, van werkings- en onderhoudskosten 5 %, van brandstofkosten 67 %, en van koolstofkosten 11 %. Het aandeel van de brandstofkosten is uiteraard sterk afhankelijk van de verwachte evolutie van de gasprijs. Gasgestookte centrales zoals (aardgasgestookte) STEG's zijn bijgevolg weinig kapitaalintensief, maar hun rentabiliteit is wel zeer gevoelig voor de prijs van aardgas, en dus indirect van de olieprijs op de internationale markten.

### 17.2.1.5 Kosten voor warmtekrachtkoppeling (WKK)

De specifieke kost voor het opwekken van elektriciteit door WKK is sterk afhankelijk van de vraag naar en de waarde van de opgewekte warmte, en daarom zeer sterk sitegebonden. Vanuit een pragmatische benadering ging de expertengroep van de IEA in 2006 uit van de volgende waarden. Bij een delgingsfactor van 5 % schommelt de specifieke kost bij de meeste WKK's tussen 25 en 65 US\$/MWh; bij een delgingsfactor van 10 % bedraagt het interval 30 à 70 US\$/MWh. De IEA studie uit 2010 geeft geen kosten voor WKK.

### 17.2.1.6 Kosten voor opwekking van elektriciteit door windturbines

IEA (2010) raamt de constructiekost voor onshore windturbines op 1 900 à 3 700 US\$/kW<sub>e</sub>. De constructieperiode is 1 tot maximaal 2 jaar. De standaardmethodologie van de IEA houdt geen rekening met het 'flucturerende aanbod' van hernieuwbare technologieën, dus ook niet met de kosten verbonden aan het voorzien van (extra) backup-technologieën (reservecapaciteit). IEA veronderstelt dat de beschikbaarheid (of 'capaciteitsfactor') van windturbines varieert van 21 tot 41 % voor onshore turbines; en van 34 tot 43 % voor offshore turbines. Bij een delgingsfactor van 5 % bedraagt de specifieke kost 48 à 163 US\$/MWh voor onshore windturbines, en van 101 tot 188 US\$/MWh voor offshore windturbines. Het gemiddeld aandeel van de investeringskosten bedraagt 77 % voor onshore en 73 % voor offshore windturbines. Bij een delgingsfactor van 10 % schommelt de specifieke kost tussen 70 en meer dan 234 US\$/MWh voor onshore windturbines, en van 146 tot 261 US\$/MWh voor offshore windturbines. Het aandeel van de investeringskosten varieert dan tussen 78 % voor onshore en 80 % voor offshore windturbines.

### 17.2.1.8 Kosten voor elektriciteit opgewekt uit biomassa

Voor elektriciteitsopwekking uit biomassa baseren we ons op een IEA rapport uit 2007.

Het is moeilijk om de kosten voor elektriciteitsopwekking uit biomassa te schatten, omwille van een zeer grote diversiteit aan 'feedstocks' en omzettingsprocessen. De goedkoopste oplossing is lokale biomassa te gebruiken, om de hoge transportkosten te vermijden. Het pelletiseren van biomassa kan het transport vereenvoudigen, maar niet alle biomassa is geschikt voor pelletisatie.

De bijkomende investeringskosten om een kolencentrale geschikt te maken voor co-verbranding variëren van 50 USD/kW<sub>e</sub> tot 250 USD/kW<sub>e</sub>. De opwekkingskosten variëren van een vermindering met 20 USD/MWh in het geval de biomassa ter plekke beschikbaar is, tot een vermeerdering van 30 à 50 USD/MWh indien de biomassa beschikbaar is tegen prijzen van 3 à 3,5 USD/GJ. Maar zelfs in het laatste geval blijft co-verbranding de meest goedkope oplossing voor het gebruik van biomassa in centrales.

Tabel 57: Kosten voor elektriciteitsopwekking uit biomassa (2007)

Technologie	Elektrisch rendement [%]	Capaciteit [MW <sub>e</sub> ]	Investeringskosten [USD/kW <sub>e</sub> ] <sup>(1)</sup>	Opwekkingskosten [USD/kWh] <sup>(1)</sup>
Co-verbranding	35 - 40	10 - 50	1 100 – 1 300	0,05
Stoomcyclus op biomassa	30 - 35	5 - 25	3 000 – 5 000	0,11
IGCC	30 - 40	10 - 30	2 500 – 5 500	0,11 – 0,13
WKK vergassing + motor <sup>(2)</sup>	25 - 30	0,2 - 1	3 000 – 4 000	0,11
WKK Stirling motor	11 - 20	<0,1	5 000 – 7 000	0,13

<sup>(1)</sup> Kosten biomassa \$3/GJ; delgingsfactor 10 %.

<sup>(2)</sup> energie-inhoud biomassa 5 kWh/kg.

Bron: IEA ([www.iea.org](http://www.iea.org); [www.ieabioenergy.com](http://www.ieabioenergy.com))

De kosten voor centrales die uitsluitend met biomassa werken hangen zeer sterk af van de technologie, de kwaliteit en de prijzen van de grondstoffen, de locatie en de grootte van de centrale. In Europa variëren de investeringskosten voor biomassa-centrales van 1 000 tot 5 000 USD/kW<sub>e</sub>. Tegen biomassaprijzen van 3 USD/GJ bedragen de opwekkingskosten voor centrales op basis van biomassavergassing ongeveer 100 tot 130 USD/MWh. Dit is ruim twee keer duurder dan voor centrales op fossiele brandstoffen. Leereffecten kunnen deze kosten in de toekomst sterk doen dalen.

#### 17.2.1.9 Kosten voor elektriciteit opgewekt door fotovoltaïsche centrales en zonthermische centrales

De beschikbaarheid van fotovoltaïsche centrales varieert van 10 tot 25 %, naargelang de locatie. Bij een hoge beschikbaarheidsfactor bedraagt volgens IEA (2010) de geannualiseerde kost 215 US\$/MWh bij een delgingsfactor van 5 % en meer dan 200 US\$/MWh bij een delgingsfactor van 10 %. Bij een lage beschikbaarheidsfactor stijgt de geannualiseerde kost tot ver boven de 600 US\$/MWh. Voor Vlaanderen of België is deze vorm van grootschalige PV-centrales niet echt relevant.

Voor de kostprijs van stroom opgewekt d.m.v. PV-installaties – veelal niet binnen de enegiesector geïnstalleerd maar bij particulieren en bedrijven uit andere sectoren – verwijzen we naar § 6.1.6.3 en figuur 36.

Met zonthermische centrales bedoelen we centrales waarbij direct zonlicht met spiegels wordt geconcentreerd en vervolgens met een water/stoom- of natriumcyclus in elektriciteit omgezet. Slechts twee van dergelijke centrales hebben hun kosten gerapporteerd aan IEA (2010). De beschikbaarheidsfactor bedraagt 32 % (Eurelectric) en 24 % (U.S. Department of Energy). De specifieke kosten variëren van 136 US\$/MWh (5 % delgingsfactor) tot 253 US\$/MWh (10 % delgingfactor).

#### 17.2.2 Transformatiekosten voor petroleumraffinaderijen

Wanneer men de bedrijfseconomische prestaties van een petroleumraffinaderij wil beoordelen, moet men rekening houden met de volgende factoren (CRS, 2008):

1. Het productieproces is zeer kapitaalintensief. Technologische innovatie grijpt plaats via investeringen in de basisprocessen. Alle omstandigheden die een invloed hebben op de beschikbaarheid of allocatie van kapitaal kunnen een grote invloed hebben op de structuur van een raffinaderij of zelfs van de hele sector;
2. De belangrijkste variabele kost in het productieproces is deze van ruwe aardolie, waarvan de prijs wordt bepaald op de wereldmarkt;

3. Hoewel arbeidskosten en andere variabele kosten maar een fractie van de totale kosten vertegenwoordigen, zal een petroleumraffinaderij toch proberen deze te minimaliseren om de winstmarges te verhogen;
4. Zowel de investerings- als de werkingskosten om te voldoen aan de milieureglementeringen (zowel wat betreft de petroleumproducten als de petroleumraffinaderij zelf) nemen toe, naarmate de overheden al maar strengere eisen opleggen. Dergelijke kosten dragen niet bij tot een vermindering van de (andere) operationele kosten, en evenmin tot een verhoging van de output.

De aankoop van ruwe aardolie kan voor een raffinaderij tot 70 % van de totale kosten vertegenwoordigen. Raffinaderijen hebben weinig tot geen invloed op de prijs van ruwe aardolie. Een bijzondere complicatie is dat sommige petroleumraffinaderijen ruwe aardolie van een lagere kwaliteit kunnen verwerken dan andere. Ruwe aardolie (of 'crude') kan een lichtere of zwaardere dichtheid hebben, alsook een hoger of lager zwavelgehalte.

Over het algemeen zal een lichtere 'crude' een lichtere productmix opleveren. Dat is belangrijk, omdat er meestal meer vraag is naar lichtere producten, waardoor de raffinaderij deze aan hogere prijzen kan verkopen. Normaliter compenseert de wereldmarkt voor ruwe aardolie de kwaliteitsverschillen tussen de 'crudes' door middel van een prijsverschil, de zogenaamde 'light-heavy price spread'. Maar deze 'spread' kan zeer sterk variëren over de tijd, bijvoorbeeld omwille van de relatieve beschikbaarheid van de 'crudes' op de wereldmarkt. Naargelang de economische omstandigheden en de eigen technische mogelijkheden, kan het voor een petroleumraffinaderij aangewezen zijn om van lichtere naar zwaardere crudes over te schakelen, en vice versa. Een eenvoudige raffinaderij, met enkel de basis destillatieprocessen, produceert – zelfs op basis van een lichte 'crude' (bijvoorbeeld Arabian Light) – relatief weinig lichte producten, bijvoorbeeld 20 % benzines, tegenover 30 % middendestillaten (o.m. diesel en huisbrandolie) en 50 % zware residuele producten. Door te investeren in de meest geavanceerde technologieën kan – zelfs bij zware 'crudes' – deze productmix veranderen naar 60 % benzines, 35 % middendestillaten en slechts 5 % zware residus. Een dergelijke complexe raffinaderij heeft alle belang bij een zo groot mogelijke 'spread', zowel tussen lichte als zware 'crudes', als tussen lichte en zware petroleumproducten, omdat dit de bruto winstmarges<sup>161</sup> verhoogt. De omschakeling van een eenvoudige naar een complexe raffinaderij vergt echter zeer zware investeringen.

Een bijkomende factor is de aanwezigheid van zwavel, zware metalen en andere onreinheden in de 'crude'. Laagzwavelige (of 'sweet') olie is duurder dan hoogzwavelige (of 'sour') olie, omdat bij deze laatste de raffinaderij zwaar moet investeren in het ontzwavelen van de eindproducten. Bijgevolg bepalen zowel de dichtheid als het zwavelgehalte de 'price spread' tussen de verschillende 'crudes' op de wereldmarkt.

Kortom, de optimale mix van 'crudes' zal voor een petroleumraffinaderij afhangen van de beschikbare technologieën, de gewenste mix van eindproducten, en de 'price spreads', zowel tussen de 'crudes' als tussen de eindproducten. Het is op basis van al deze factoren dat een raffinaderij moet beslissen om al dan niet te investeren in nieuwe technologieën (CRS, 2008).

### 17.3 Energieprijzen voor eindgebruikers

De invloed van de prijzen op het energiegedrag is in theorie te achterhalen via complexe economische modellen die de prijselasticiteiten proberen te schatten. De *prijselasticiteit*  $e$  van een energievorm duidt aan dat de vraag naar die energievorm met  $|e|$  % zal dalen (de wet van de vraag stelt dat  $e$  negatief is) als de prijs met 1 % zou stijgen. De literatuur toont aan dat geschatte prijselasticiteiten zeer sterk variëren, o.a. naargelang de beschouwde regio en tijdsperiode, maar ook in functie van de gebruikte data en schattingsmethoden. De meeste energie-economen zijn het eens dat de prijselasticiteit van energie eerder inelastisch is ( $|e| < 1$ ), maar wel significant verschillend van nul. Dit betekent concreet dat de overheid het energiegedrag van de eindgebruikers kan beïnvloeden, bijvoorbeeld door de invoering van een energietaks. De Europese Commissie lanceerde in 1992 een eerste voorstel tot invoering van een *CO<sub>2</sub>-energie-heffing*, zonder gevolg. In maart 1997 volgde een voorstel tot richtlijn voor de 'Harmonisatie van accijnzen op energieproducten', dat pas in maart 2003 in sterk afgezwakte vorm door de Europese Raad werd aanvaard (Richtlijn 'energiebelasting')

<sup>161</sup> De bruto marge is het verschil tussen de omzet (verkoop van eindproducten) en de kost voor de aankoop van ruwe aardolie. Als men rekening houdt met de kosten van de andere inputs (energie, marketing, etc.), spreekt men van netto marge. Meestal drukt men de marge 'per barrel' uit.

(2003/96/EG)<sup>162</sup> van 27.10.2003). De minimumaccijnzen zijn sterk teruggeschoefd t.o.v. het oorspronkelijke voorstel, en er zijn heel wat uitzonderingen en overgangsregelingen voorzien. De richtlijn 'energiebelasting' zal geen aanleiding geven tot de invoering van nieuwe belastingen in België, vermits de huidige heffingen en bijdragen al ruimschoots het minimumniveau overschrijden dat voorzien is in de richtlijn.

### 17.3.1 Prijzen van elektriciteit en gas voor eindgebruikers R

#### Algemeen

Om de evolutie van de energieprijzen voor eindgebruikers te begrijpen, moeten we eerst kort schetsen hoe ze tot stand komen. Voor de liberalisering van de energiemarkten werden de prijzen van elektriciteit en gas gereguleerd door het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas (CEEG). CEEG hanteerde voor de elektriciteitsprijzen een 'kost-plus' redenering, waarbij de *aanbevolen verkoopprijs* gebaseerd was op de gemiddelde kosten voor productie, transport en distributie van elektriciteit, plus een zekere 'billijke winst' voor de elektriciteitsbedrijven. De aardgasprijzen werden bepaald door de aardgasprijs aan de Belgische grens te vermeerderen met de kosten voor opslag, transport en distributie, plus een zekere 'billijke winst' voor de gasbedrijven. De aardgasprijs aan de grens bevat termen die — gespreid en met een vertraging van 6 maanden — mee evolueren met de wereldprijzen van aardolieproducten. De intercommunales verantwoordelijk voor de distributie waren niet 'wettelijk verplicht' de aanbevolen prijzen te volgen, maar gedroegen zich wel zo.

Sinds de liberalisering komen de elektriciteits- en gasprijzen in België als volgt tot stand:

- De *leveranciers* mogen zelf hun prijs vastleggen. Deze leveranciers hebben er geen belang bij hun prijs te hoog te stellen, want de klanten mogen zelf hun leverancier kiezen en zullen zich in principe wenden tot de leverancier die hen aan de beste prijs (en de beste kwaliteit) kan leveren. De elektriciteitswet zegt wel dat de overheid maximumprijzen kan vastleggen, om misbruiken (bv. prijsafspraken tussen verschillende leveranciers) uit te sluiten. De CREG moet hierop toezien. Hoe de factuur er uitziet hangt o.m. af van de leverancier en van het type klant (gezin, professioneel, KMO, grote industriële gebruiker, overheid). De leveranciers houden bv. voor gezinnen o.m. rekening met een vaste vergoeding voor het aansluitvermogen, de gratis kWh waarop elk gezin in Vlaanderen recht heeft, de transport- en distributiekosten, taksen en heffingen zoals een energietaks, plus eventueel een bijdrage voor het leveren van 'groene stroom' en de kosten voor WKK<sup>163</sup>. Voor 01.07.2009 maakten de federale bijdragen nog rechtstreeks deel uit van de leveranciersprijzen. Vanaf 01.07.2009 zijn de federale bijdragen onderdeel van de transmissienettarieven (zie volgende §) De leveranciers publiceren hun prijzen op hun websites. Een aantal websites, o.a. van de [VREG](#), [Testaankoop](#) en [www.stroomtarieven.be](#), bieden de mogelijkheid de prijzen van verschillende leveranciers met elkaar te vergelijken<sup>164</sup>.
- De *netbeheerders* mogen hun prijzen niet vrij vaststellen. Na de liberalisering zijn de transport- en distributienetbeheerders wettelijk verplicht om iedereen die van hun net gebruik will maken hiervoor de toelating te geven, zonder enige discriminatie tussen concurrerende producenten of leveranciers. Iedereen betaalt *dezelfde* prijs voor het gebruik van *eenzelfde* transport- of distributienet. De CREG baseert zich voor het goedkeuren van de transport- en distributietarieven op de "kost-plus" methode (werkelijke kosten + een billijke winstmarge), maar houdt rekening met de verschillen in kosten tussen de verschillende netbeheerders. De werkelijke kosten voor het beheren van het transportnet (transmissienet) zijn anders dan deze van de distributienetten, en de werkelijke kosten van de verschillende distributienetbeheerders verschillen onderling omdat de distributienetten niet steeds dezelfde structuur hebben (bv. omwille van verschillen tussen agrarische en stedelijke gebieden). Vanaf 01.07.2009 maken de federale bijdragen (zie volgende §) deel uit van de transmissienettarieven. Omwille van het cascadeprincipe (doorrekening van transmissienetbeheerder Elia naar distributienetbeheerders naar leveranciers) is de federale bijdrage verschillend per distributienetbeheerder. Van 01.05.2004 tot 31.12.2008 maakte (in Vlaanderen) ook de zogenaamde Elia-heffing deel uit van het nettatarief (zie volgende §).

<sup>162</sup> Ook wel de 'Monti-richtlijn' genoemd.

<sup>163</sup> Die kosten weerspiegelen de kosten die de leveranciers maken om te voldoen aan de jaarlijkse quotumverplichtingen.

<sup>164</sup> De VREG plaatste op 22.11.2004 een mededeling op haar website, waarin ze de energieleveranciers oproept om in het belang van de afnemers correcte en consistente informatie te geven en te gebruiken bij het berekenen van de kostprijs op hun website en andere informatiekanaalen, in overeenstemming met de afspraken die gelden voor de VREG-leveranciersvergelijking.

- De *producenten* mogen zelf hun prijzen vastleggen (vroeger werden deze gecontroleerd door het CCEG). De *productiekosten* zijn na de liberalisering niet zo goed meer gekend, omdat de producenten dit als concurrentieel gevoelige informatie beschouwen. De *productieprijzen*, i.e. de prijzen die de producenten en de groothandelaars ('traders') aanrekenen voor de door hen geleverde elektriciteit, zijn nu beter gekend dan vroeger. Er zijn internationale markten opgericht die elektronisch (o.a. via het Internet) elektriciteit verhandelen voor de verkoop op lange termijn, middellange termijn, korte termijn en last-minute leveringen. De prijzen schommelen sterk met het seizoen, de dag, het uur en zelfs het kwartier, en kunnen hoog oplopen wanneer er onvoldoende stroom wordt aangeboden (van 10 tot 60 en meer euro per MWh)<sup>165</sup>.

### *Eigenlijke federale bijdragen*

De programmawet van 24.12.2002 voerde de "federale bijdrage" in<sup>166</sup>. De federale bijdrage omvat de (gedeeltelijke) financiering van de werkingskosten van de CREG (*CREG-bijdrage*), de financiering van het nucleaire passief (i.e. de kosten die voortvloeien uit de denuclearisatie van de nucleaire sites BP1 en BP2 te Mol-Dessel, alsook uit de behandeling, de conditionering, de opslag en de berging van het geaccumuleerd radioactief afval, met inbegrip van het radioactief afval afkomstig van de denuclearisatie van de installaties, ten gevolge van de nucleaire activiteiten op genoemde sites (NIRAS-fonds)), de financiering van het federale beleid dat een verminderde uitstoot van broeikasgassen beoogt (*Kyoto-fonds*), de sociale openbare dienstverplichtingen (ODV) via de OCMW's (*Sociaal fonds*), en het financieren van de kosten die voortvloeien uit de toepassing van maximumprijzen voor elektriciteitsleveringen aan beschermde klanten (*toeslag beschermde klanten*<sup>167</sup>). Vanaf 01.01.2009 financiert de federale bijdrage ook een nieuw fonds, bestemd voor de financiering van de forfaitaire kortingen voor verwarming met aardgas en elektriciteit (*fonds verwarmingspremie*).

De wet van 20.07.2005 en het KB van 26.09.2005 voerden met ingang van 01.10.2005 een nieuwe regeling in wat betreft de federale bijdrage. Zo kan *elke* elektriciteitsgebruiker een korting krijgen op de Niras- en Kyoto-bijdrage, op basis van de verhouding van het aandeel hernieuwbare energie en warmtekrachtenergie t.o.v. de totaal geleverde energie, gebaseerd op de meest recente brandstofmix van zijn leverancier. Zo is er ook het toekennen van een degressief tarief van de federale bijdrage afhankelijk van het volume van het jaarlijks *professioneel* gebruik, maar enkel voor de eindafnemers wier professioneel gebruik per jaar en per gebruikslocatie meer dan 20 MWh bedraagt per afnamepunt, behalve diegene die geen sectorakkoord of convenant ondertekend hebben waarvoor ze in aanmerking komen. Per kalenderjaar heeft de federale overheid bovendien een plafond voorzien, zodat professionele gebruikers per jaar nooit meer betalen dan maximum 250 000 € aan federale bijdrage. Met de publicatie van het KB van 03.07.2005 houdende maatregelen voor de toepassing van bepaalde verlaagde tarieven inzake accijnzen (BS van 07.07.2005) kunnen bedrijven met een energieconvenant genieten van een verlaagd accijnstarief bij aankoop van brandstoffen die worden gebruikt voor verwarming of voor industriële en commerciële toepassingen. In 2007 kregen de Europese instellingen de toelating van de Minister van Energie om, met terugwerkende kracht tot in 2003 vrijgesteld te worden van de federale gas- en elektriciteitsbijdrage. (CREG, jaarverslag 2008)

In de praktijk factureert Elia sinds 01.07.2009 de federale bijdrage *elektriciteit* aan de klanten die zijn aangesloten op het Elia-net, en via de distributienetbeheerders ook aan de distributiekanten en leveranciers. Elia stort de opbrengst hiervan door aan de CREG (Elia, jaarverslag 2009). De CREG factureert elk kwartaal een vierde van de jaarlijkse behoeften van de gasfondsen aan de houders van een leveringsvergunning voor aardgas die op het vervoersnet actief zijn. Deze leveranciers spijzen rechtstreeks het CREG-fonds (en zijn reserve), het sociaal fonds voor energie, het fonds beschermde klanten en het nieuwe fonds verwarmingspremie (CREG, jaarverslag 2009).

### *Federale bijdrage tot compensatie van de inkomstenderving van gemeenten ingevolge de liberalisering van de elektriciteitsmarkt (de zogenaamde Elia-heffing)*

De programmawet van 24.12.2002 (B.S. 31.12.2002) voorzag – middels een wijziging van de elektriciteitswet van 29.04.1999 – het compenseren van de gemeenten voor de lagere inkomsten uit

<sup>165</sup> 1 MWh = 3,6 GJ

<sup>166</sup> Het KB van 24.03.2003 (BS 28.03.2003) over de federale bijdrage trad met terugwerkende kracht in op 10.01.2003. Het KB van 08.07.2003 (BS 06.08.2003) verwerkte (met terugwerkende kracht) de financiering van de openbare dienstverplichtingen, omdat het KB van 24.03.2003 hierop niet van toepassing was.

<sup>167</sup> Is vanaf 01.10.2005 opgenomen in de federale bijdrage. Voorheen was dit een afzonderlijke bijdrage.

dividenden van de elektriciteitsintercomunales<sup>168</sup>. Dit zou gebeuren door een toeslag op de tarieven van Elia, de zogenaamde "Elia-heffing". Er werd in 2003 *geen* KB goedgekeurd dat de Eliaheffing mogelijk zou maken. Er kwam op 22.09.2003 wel een politiek akkoord tussen de gewesten en de federale overheid over een mogelijke transmissievergoeding<sup>169</sup> van 4,3 euro/MWh, waarbij elk gewest mocht beslissen tot een gehele of gedeeltelijke vrijstelling. De regering wijzigde met de programmawet van 22.12.2003 (B.S. 31.12.2003) opnieuw de elektriciteitswet, waardoor de gemeentefinanciering werd geïntegreerd in de federale bijdrage. De bijzondere wet van 15.07.2004 maakte de federale regering opnieuw een stukje bevoegd voor de financiering van de gemeenten. De programmawet van 27.12.2004 (B.S. 31.12.2004) bekrachtigde de "Elia-heffing", die zij met terugwerkende kracht vanaf 01.05.2004 invoerde (enkel in het Vlaams Gewest). De toeslag bedroeg tot 01.07.2007 4,91 euro per MWh elektriciteit afgenomen van de distributienetten. Op afnamepunten met een jaarlijks gebruik van meer dan 25 miljoen kWh is de schijf boven de 25 miljoen kWh van heffing vrijgesteld. Het MB van 13.05.2005 (B.S. 18.05.2005) zegt dat de Eliaheffing (4,91 euro/MWh) aan de consumenten zal worden doorgerekend vanaf het gebruik van de maand juni 2005. Om het probleem van de terugwerkende kracht te vermijden wordt de heffing maar betaald voor het gebruik vanaf juni 2005. De gemeenten krijgen van de netbeheerders een 'voorschot'<sup>170</sup> voor de periode van 01.05.2004 tot en met 31.05.2005. Het tarief van 4,91 euro/MWh zou blijven bestaan tot eind augustus 2009, maar vanaf 01.07.2007 zou hiervan nog maar 2,5 euro/MWh naar de gemeenten gaan, de rest (2,41 euro/MWh) dient om het voorschot af te betalen. De Vlaamse regering besliste op 20.07.2007 om de federale Elia-heffing (2,5 euro/MWh) ten laste van gezinnen en bedrijven vanaf 01.01.2008 af te schaffen. De gezinnen en de bedrijven zouden nog wel de heffing (2,41 euro/MWh) op het elektriciteitsgebruik in 2008 en een deel van 2009 moeten blijven betalen voor de terugbetaling van het voorschot van de netbeheerders van eind 2004.

#### *Overige maatregelen*

Een aantal maatregelen in het Vlaamse gewest worden verrekend in de distributienet-tarieven:

- Het decreet van 04.07.2003 tot wijziging van het elektriciteitsdecreet (BS 08.08.2003) legt aan de distributienetbeheerders de sociale openbaredienstverplichting op om 100 kWh per aansluiting, te vermeerderen met 100 kWh per persoon, gratis te leveren aan residentiële klanten;
- De kosten m.b.t. de plaatsing van budgetmeters en/of stroombegrenzers en minimale levering van elektriciteit (zie § 1.4.4);
- De kosten voor de REG-actieplannen van de distributienetbeheerders (zie § 4.2.3.1);
- De kosten m.b.t. gratis distributie van groene stroom. Deze gratis distributie is echter stopgezet vanaf 01.01.2005 (zie § 10.1).

De netbeheerders in Vlaanderen betalen een beperkte retributie voor het gebruik van het gewestelijk domein (BS 30.05.2002). Sommige gemeenten hebben in 2004 een gelijkaardige maatregel ingevoerd voor het gebruik van het gemeentelijk domein.

#### **17.3.2 Prijzen van petroleumproducten voor eindgebruikers R**

De maximumprijzen van de petroleumproducten in België worden bepaald door een berekeningsmethode vastgelegd in de programmaovereenkomst tussen de Belgische Staat en de Belgische Petroleum Federatie (BPF). De overeenkomst heeft als opzet om te grote prijsschommelingen op de Belgische markt veroorzaakt door de steeds schommelende prijs op de internationale markt te vermijden. De allereerste programmaovereenkomst werd in 1974 gesloten, na de oliecrisis van 1973-74. Een aangepaste versie van de Programma-overeenkomst werd van kracht op 01.05.2001, met verdere aanpassingen in september en november 2001, in maart en november 2002 en in oktober 2006. Het systeem berekent de prijzen voor olieproducten. Indien deze buiten

<sup>168</sup> Met de liberalisering van de energiemarkt verloren de Vlaamse gemeenten op jaarbasis 250 miljoen euro aan inkomsten.

<sup>169</sup> De Elia-heffing, eigenlijk "Heffing ter vrijwaring van de winsten van de gemeenten uit de levering van elektriciteit" is een extra taks geheven op het transport van de stroom door de hoogspanningsleidingen. De Elia-heffing had de Vlaamse gemeenten in 2004 ongeveer 172 miljoen euro moeten opbrengen. Onder druk van de federale regering stortten de Vlaamse netbeheerders eind 2004 100 miljoen euro aan de CREG, geld dat later naar de gemeenten moest gaan.

<sup>170</sup> Op 08.02.2006 betaalde de CREG de gemeenten het voorschot van het vierde kwartaal van 2005, wat het totaal voor 2005 op 161 miljoen euro bracht. Op 05.05.2006 betaalde de CREG een voorschot van 40,3 miljoen euro voor het eerste trimester van 2006; op 07.08.2006 een voorschot van 37,5 miljoen euro voor het tweede trimester van 2006; op 10.11.2006 een bedrag van 41,1 miljoen euro voor het derde trimester van 2006; en op 07.02.2007 een bedrag van 40,2 miljoen euro voor het vierde trimester van 2006. Op 11.05.2007 betaalde de CREG een bedrag van 40,2 miljoen euro voor het eerste trimester van 2007; en op 07.08.2007 39,9 miljoen euro voor het tweede trimester van 2007.

bepaalde grenzen komen te liggen, wordt de maximumprijs automatisch naar beneden of naar boven aangepast. Het Ministerie van Economische Zaken berekent elke werkdag de prijs van de afgewerkte producten (benzines, diesel, huisbrandolie, petroleumgassen en industriële brandstoffen) waarbij het rekening houdt met hun laatste internationale noteringen (in USD)<sup>171</sup> en de meest recente dollarkoers meegedeeld door de Europese Centrale Bank. Bovenop deze prijs ex-raffinaderij wordt een distributiemarge voorzien die alle operationele kosten moet dekken om het product van de poort van de raffinaderij tot bij de verbruiker te brengen. Tot slot worden daar de kosten van de wettelijk verplichte voorraad (bijdrage APETRA), voor motorbrandstoffen de (gedeeltelijke) financiering van het Bodemsaneringsfonds voor tankstations (bijdrage BOFAS), voor verwarmingsbrandstoffen (sedert 04.02.2005) de bijdrage voor het Sociaal Verwarmingsfonds (voorheen Stookoliefonds)<sup>172</sup>, en de taksen (accijnzen<sup>173</sup> en BTW) bijgeteld. Het resultaat, zonder BTW, is de dagprijs. De vrije markt zorgt ervoor dat de werkelijke marktprijzen (voor de eindgebruikers) onder deze maxima schommelen.

APETRA (Agence PETRolière – PETRoleumAgentschap) moet op het vlak van aardolie de bevoorradingszekerheid van België verzekeren, en België in de mogelijkheid stellen om aan zijn internationale verplichtingen betreffende het aanhouden van een minimumvoorraad aardolie en aardolieproducten te voldoen. De kost van de wettelijk verplichte voorraad wordt elk trimester per product aangepast.

De opdracht van BOFAS is de historische bodemverontreiniging door tankstations in België aan te pakken door operationele en/of financiële steun te verlenen voor de bodemsanering van deze terreinen. De financiering van het Fonds gebeurt voor de helft door de petroleumsector, voor de andere helft door de automobilist op basis van het principe 'de vervuiler betaalt'. De inning gebeurt per kwartaal, op basis van het aangegeven verbruik van benzine en diesel.

Het Sociaal Verwarmingsfonds komt gedeeltelijk tussen in de betaling van de verwarmingsfactuur van personen die zich in een moeilijke situatie bevinden (mensen met een laag inkomen, een schuldoverlast of een verhoogde tegemoetkoming van de ziekte- en invaliditeitsverzekering). Het is een uitvoerend initiatief van de overheid, de OCMW's en de petroleumsector<sup>174</sup>. Het Sociaal Verwarmingsfonds wordt gespijsd via een solidariteitsbijdrage op alle olieproducten die bestemd zijn voor verwarming (huisbrandolie, verwarmingspetroleum en bulk propaangas).

De Programmawet van 05.08.2003 introduceerde het 'positief kliksysteem'. Bij iedere daling van de maximumprijs van motorbrandstoffen die voortvloeit uit de programmaovereenkomst wordt de helft van de prijsvermindering omgezet in een verhoging van de bijzondere accijns. Voor de benzines werd de verhoging van de bijzondere accijns geplafonneerd op 0,014 EUR/l in 2003 en op 0,028 EUR/l vanaf 2004. In april 2005 werd dit plafond van 0,028 EUR/l bereikt. Voor diesel werd de verhoging van de bijzondere accijns geplafonneerd op 0,028 EUR/l in 2004 en op 0,035 EUR/l vanaf 2005. In mei 2005 werd het plafond van 0,035 EUR/l bereikt. Voor benzines werd het positief kliksysteem 8 keer toegepast tussen september 2003 en april 2005; voor diesel 9 keer tussen februari 2004 en mei 2005. De federale regering heeft het positief kliksysteem niet toegepast in de jaren 2006 tot 2008. Het positief kliksysteem werd terug ingevoerd vanaf 01.01.2009. De plafonds van 0,028 EUR/l voor benzines en van 0,035 EUR/l werden in 2009 opnieuw toegepast en bereikt.

De Programmawet van 27.12.2004 introduceerde het 'negatief' of 'omgekeerd kliksysteem'. Bij iedere stijging van de maximumprijs van motorbrandstoffen - die volgt uit de programmaovereenkomst en waarbij het richtproduct een bepaalde drempel overschrijdt - kan de bijzondere accijns verlaagd worden met een bedrag gelijk aan de BTW-meeropbrengst. De vastgelegde drempels en richtproducten zijn < 1,50 EUR/l voor benzine 95 octaan 10 ppm; en < 1,10 EUR/l voor diesel 10 ppm. Voor benzines werd tussen februari 2008 en september 2008 het negatief kliksysteem 9 keer toegepast. De bijzondere accijns werd hierdoor verlaagd met 0,0371 EUR/l. Voor diesel werd tussen juli 2005 en augustus 2006 het omgekeerd kliksysteem 16 keer toegepast. De bijzondere accijns

<sup>171</sup> De internationale noteringen van afgewerkte producten (de markt van Rotterdam en de markt van Italië) die alle werkdagen gepubliceerd worden door Platt's.

<sup>172</sup> Ingevolge art. 6 van het KB van 20.01. 2005 tot bepaling van de nadere regels voor de werking en financiering van een Sociaal Stookoliefonds (B.S. 24.01.2005)

<sup>173</sup> Accijnzen zijn staatsbelastingen op het binnenlands verbruik van een aantal met name door de wet opgesomde producten, waarvoor geen aftrekregeling bestaat en die verschuldigd zijn op het ogenblik van de productie of de invoer ten verbruik. (Tiberghien A., *Inleiding tot het Belgisch fiscaal recht*, Antwerpen, Kluwer, 1986, p. 236)

<sup>174</sup> Niet te verwarren met de stookoliepremie, een eenmalige maatregel binnen het relanceplan van de federale regering eind 2008.



werd hierdoor verlaagd met 0,0499 EUR/l. Op 05.12.2007 werd de bijzondere accijns verlaagd tot 0,302 EUR/l (KB 5/12/2007). Hierdoor staat de dieselaccijns op het Europees minimumniveau. Verdere toepassing van het negatief kliksysteem op diesel is bijgevolg uitgesloten.

Vanaf 01.01.2004 is de zogenaamde "professionele diesel"<sup>175</sup> vrijgesteld van de verhoging van de bijzondere accijns die voortvloeit uit de toepassing van het kliksysteem. Op 05.12.2007 werd de professionele diesel de facto afgeschaft omdat de accijns het Europese minimum bereikt had. Zij werd opnieuw ingevoerd op 10.01.2009.

De wet op de biobrandstoffen van 10.06.2006 introduceerde een fiscale stimulans, waarbij de petroleumoperatoren die gemengde brandstoffen op de Belgische markt brengen een vrijstelling genieten van de accijnzen op de biocomponenten, op voorwaarde dat ze die biocomponenten bij erkende Belgische producenten van FAME en bio-ethanol hebben gekocht (zie ook §§ 5.4 en 9.3). De wet op de biobrandstoffen zorgde voor de erkenning van een beperkt aantal nationale producenten van 'biocomponenten' (3 producenten van FAME voor diesel, 4 producenten van ethanol voor benzine) en de toekenning van jaarlijkse productiequota aan die producenten. De wet op de biobrandstoffen en de daaropvolgende Koninklijke besluiten brachten een verhoging van de accijnzen op de aan de pomp verkochte brandstoffen met zich mee (0,0186 euro per liter voor diesel en 0,0369 euro per liter voor benzine, telkens inclusief BTW). Die verhogingen laten de federale overheid toe om de fiscale stimulans te financieren en dus budgetair neutraal te maken. In juli 2009 *verplichtte* de federale overheid de bijmenging van 4 % componenten van agrarische herkomst in de fossiele brandstoffen (FAME voor diesel, bio-ethanol voor benzine): wet van 22.07.2009.

Er is in België sinds augustus 1993 een bijdrage op de energie<sup>176</sup>, in het bijzonder een indirecte belasting geheven op het gebruik van motorbrandstoffen, fossiele brandstoffen en elektrische energie, ongeacht de oorsprong ervan. De oorspronkelijke regeling van 1993 is meermaals aangepast met het oog op de liberalisering van de elektriciteits- en gasmarkten. De bijdrage op de energie is ingevolge het KB van 29.02.2004 een *accijns* geworden in de zin van de wet van 22.10.1997 betreffende de belasting van energieproducten en elektriciteit.

De BTW op de belangrijkste petroleumproducten (benzine, diesel, huisbrandolie, butaan, propaan en stookolie) bedraagt sinds 01.01.1996 21 %.

### **17.3.3 Prijzen van steenkool voor eindgebruikers**

Door het KB van 29.02.2004 werden, met ingang van 05.03.2004, steenkool, bruinkool en cokes in België aan accijnzen onderworpen. Aanvankelijk was er één accijnstarief van 8,6526 euro per 1 000 kg, later werd dit gedifferentieerd. De maatregel was bedoeld om het gebruik van steenkool als brandstof voor de productie van elektriciteit te ontmoedigen en de omschakeling van steenkoolcentrales naar centrales op basis van biomassa of natuurlijk gas te stimuleren.

In december 2004 schafte de regering de accijns op steenkool en bruinkoolbriketten voor *huishoudelijk gebruik* opnieuw af. Er bestaat immers een BTW-voordeel op steenkool voor huishoudelijk gebruik en dat werd door de nieuwe heffing teniet gedaan.

### **17.3.4 Gemiddelde energieprijzen voor de belangrijkste energiedragers en voor verschillende eindgebruikers (huishoudens, transport, industrie) R**

De indicator geeft het verloop van de gemiddelde energieprijzen weergegeven voor verschillende eindgebruikers: gezinnen, transport en industrie, en dit voor de meest gebruikte energievormen. Omwille van de grote diversiteit aan tarieven die zelfs binnen 1 sector van toepassing zijn, is het niet mogelijk om *alle* energieprijzen weer te geven. De indicator volstaat bijgevolg niet om het energiegebruik binnen 1 sector volledig te verklaren. De figuur laat wel toe om in grote lijnen de verhoudingen weer te geven tussen een aantal prijzen voor de verschillende sectoren en voor de verschillende energievormen.

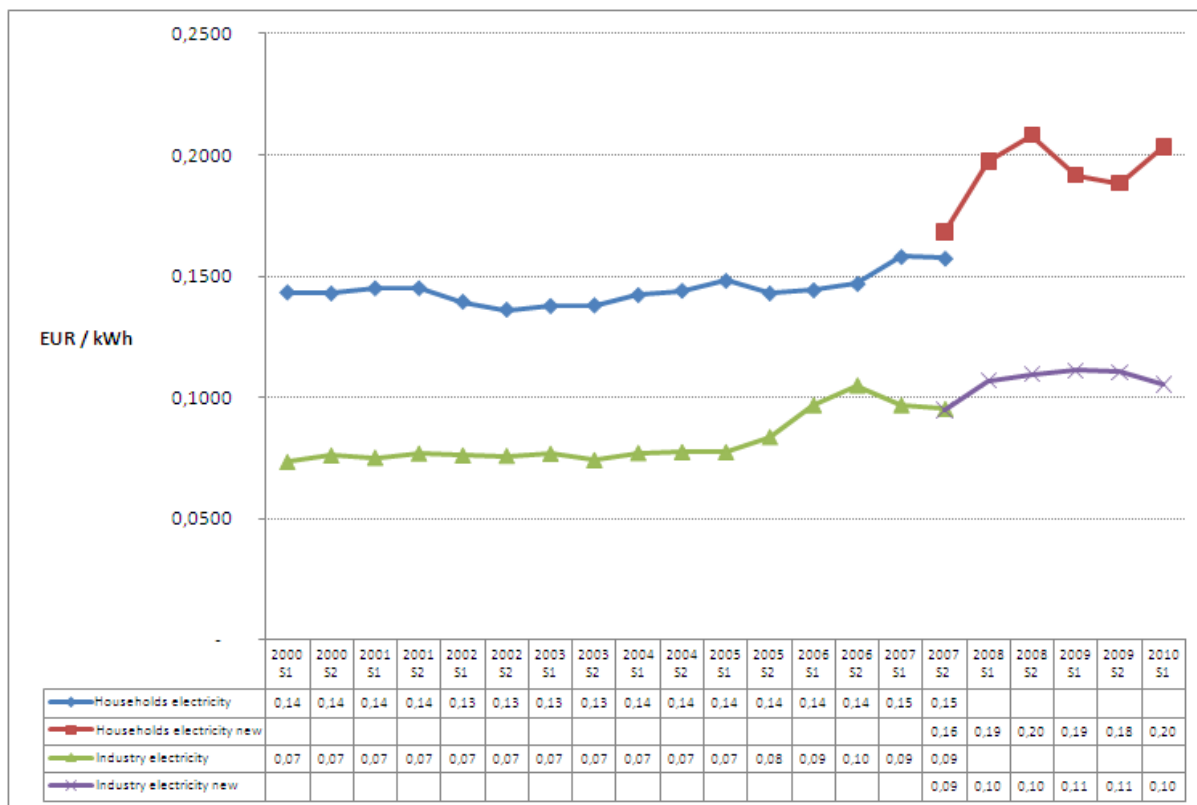
<sup>175</sup> Diesel gebruikt als motorbrandstof door 1) vrachtwagens met een maximaal toegelaten massa van minstens 7,5 ton die uitsluitend voor goederenvervoer voor rekening van derden of voor eigen rekening worden gebruikt, 2) voertuigen met meer dan acht plaatsen, die van de bestuurder niet meegerekend, voor het geregeld of occasioneel vervoer van reizigers, en 3) taxi's in binnenlands vervoer.

<sup>176</sup> de bijdrage op de energie, bepaald door de wet van 22.07.1993 tot instelling van een bijdrage op de energie ter vrijwaring van het concurrentievermogen en de werkgelegenheid (BS 29.07.1993) en gewijzigd door de programmawet van 27.12.2005 (BS 30.12.2005).



Omwille van een wijziging van de wijze waarop Eurostat statistieken verzamelt, zijn de elektriciteits- en aardgasprijzen voor en na 2007 niet meer met elkaar te vergelijken.

Figuur 128: Evolutie van de elektriciteitsprijzen voor huishoudens en industrie (België, 2000-2010)



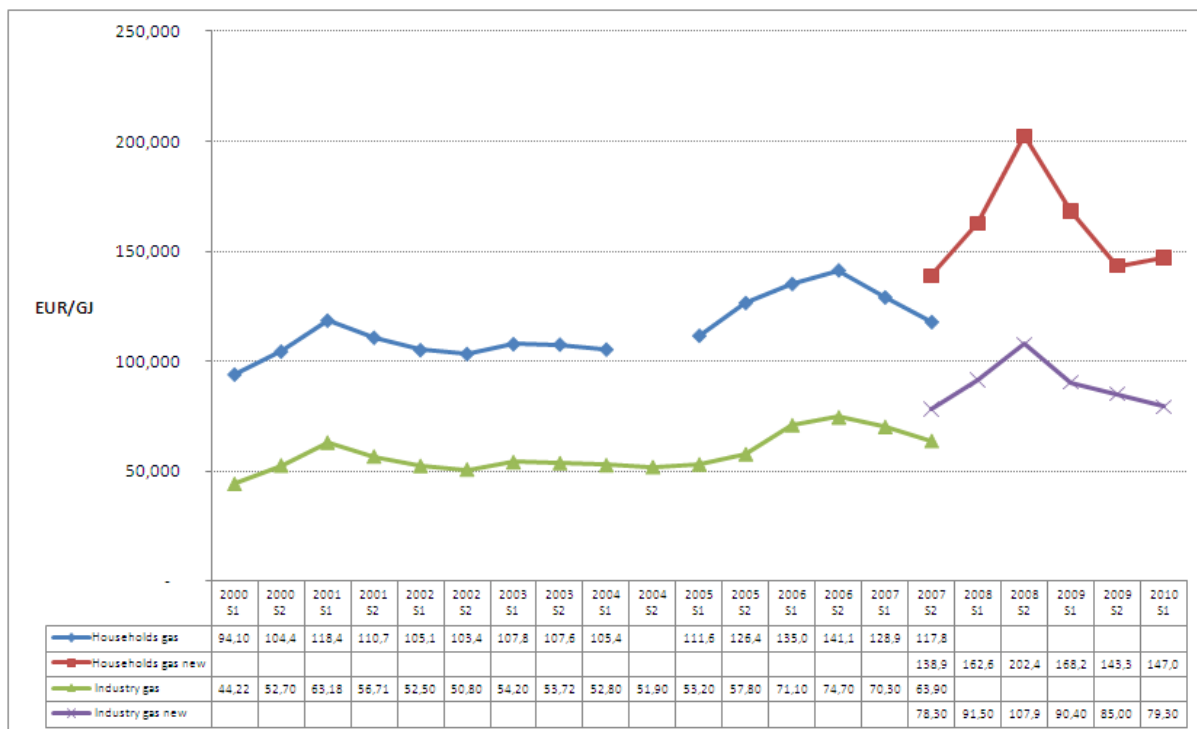
Huishoudens - D3 (jaarlijks gebruik: 83.70 GJ), na 2007 Band D2 : 20 GJ < gebruik < 200 GJ

Industrie - I3-1 (jaarlijks gebruik: 41 860 GJ; load factor: 200 dagen, 1 600 uren) (for Belgium: fixed supply (non-erasable) for non-specific applications that can easily be substituted by residual fuel oils (CNE 1 P 1)); na 2007 Band I3 : 10 000 GJ < gebruik < 100 000 GJ

Bron: Eurostat (2010)

De elektriciteitsprijzen zijn tussen 2007 en 2008 gestegen. Zo waren in 2008 de prijzen van elektriciteit voor huishoudelijk gebruik vrij hoog, o.m. omwille van hun gevoeligheid voor de verhogingen van de fossiele brandstoffenprijzen. In november 2008 bereikte de prijs aan de eindgebruiker zijn hoogste peil sinds juli 2003. Prijsstijgingen van gemiddeld 40 % werden vastgesteld bij Electrabel en Luminus voor alle typeklanten. Voor sommige typeklanten kunnen deze stijgingen zelfs tot 60 % en 110 % gaan. Deze evolutie is te verklaren door de stijging van de energieprijzen, de distributiekosten en bepaalde taksen (energiebelasting en btw) (CREG, jaarverslag 2009). Voor huishoudens daalden de elektriciteitsprijzen van het tweede semester in 2008 tot het tweede semester van 2009.

Figuur 129: Evolutie van de aardgasrijzen voor huishoudens en industrie (België, 2000-2010)



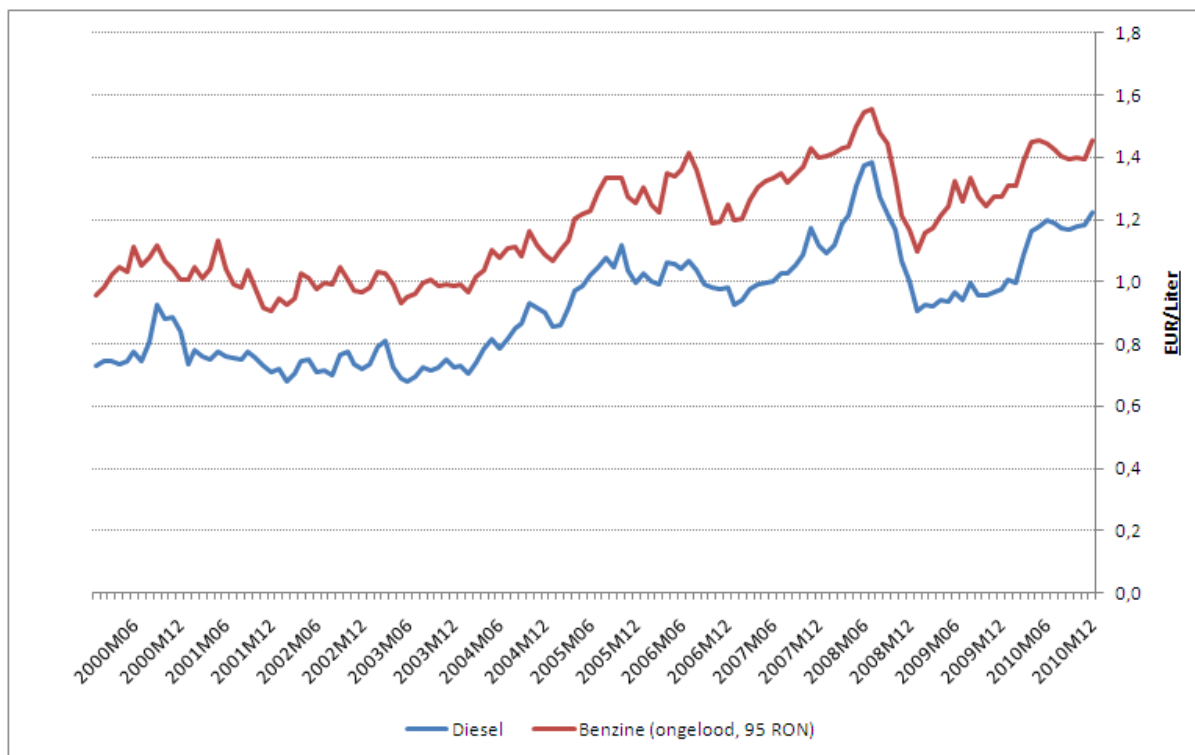
Huishoudens - D3 (Jaarlijks gebruik: 83,70 GJ), na 2007 Band D2 : 20 GJ < gebruik < 200 GJ

Industrie: - I3-1 (Jaarlijks gebruik: 41 860 GJ; load factor: 200 dagen, 1 600 uren) (for Belgium: fixed supply (non-erasable) for non-specific applications that can easily be substituted by residual fuel oils (CNE 1 P 1)); after 2007 Band I3 : 10 000 GJ < Consumption < 100 000 GJ

Bron: Eurostat (2010)

Voor de verschillende typeklanten stegen de aardgasrijzen tussen januari 2004 en april 2008 met circa 50 % tot 90 %. Een studie van de CREG toonde aan dat de stijging van de aardgastarieven tijdens de voorbije jaren hoofdzakelijk te herleiden is tot de prijsstijging van de olieproducten en de verhoging van de winstmarge van de voornaamste operator actief in de levering van aardgas. De studie heeft ook een veranderlijke verhoging kunnen aantonen in de winstmarge van de voornaamste operator actief in de invoer van aardgas. De studie belicht tevens de sterke invloed van de internationale aardolieprijzen op de uiteindelijke all-in-prijs van aardgas voor de Belgische afnemer in vergelijking met de buurlanden (CREG, jaarverslag 2009).

Figuur 130: Evolutie van de maandelijkse prijzen van motorbrandstoffen (België, 2000-2010)



Bron: Eurostat (2011)

De fluctuaties van de brandstofprijzen van de voorbije jaren zijn vooral te verklaren door dat deze prijzen rechtstreeks gekoppeld zijn met de prijs die men moet betalen voor een vat ruwe aardolie op de wereldmarkt.

#### 17.4 Milieuschadetekosten van elektriciteitsproductie

Elektriciteitsproductie leidt tot heel wat negatieve milieu-effecten. Door de verschillende effecten uit te drukken in monetaire termen (euro) kan de totale milieu-impact of schadetekosten van stroomproductie in beeld worden gebracht. Die schadetekosten zijn een goed vergelijkingspunt bij kosten-batenanalyses van impactbeperkende maatregelen. Schadetekosten kunnen ook worden gebruikt als maatstaf voor (financiële) stimuli: bij een efficiënt beleid komt een taks overeen met de marginale schadetekosten, of een subsidie met de vermeden marginale schadetekosten.

In opdracht van MIRA heeft VITO de totale schadetekosten van stroomproductie (en stroomgebruik), specifiek voor Vlaanderen in periode 2000-2008 (Nijs et al., 2011). Daarbij werd rekening gehouden met:

1. de volledige levenscyclus van een bepaalde technologie: de constructiefase, de brandstofvoorziening (ontginning, transformatie, transport etc.), de eigenlijke werking en de finale ontmanteling;
2. de gezondheidseffecten van diverse emissies, bijdrage aan de klimaatverandering, impact op landbouw en op materialen en gebouwen, impact van verzurende en vermestende emissies op de biodiversiteit, stralingsrisico in alle stadia van de nucleaire brandstofcyclus, risico op ongevallen, biodiversiteitsverlies ten gevolge van landgebruik, visuele hinder en geluidshinder.

De gegevens in § 17.4 weerspiegelen de meest recente stand van kennis over milieudruk, impacts en hoe deze te waarderen. Voor sommige impacts/risico's staat de waardebeoordeling nog in haar kinderschoenen (bv. biodiversiteit) of is ze van nature uit zeer complex en bijwijlen controversieel (nucleaire risico's, klimaatverandering). Dit neemt niet weg dat hieruit interessante lessen kunnen getrokken worden. Een duiding en inschatting omtrent de onzekerheden bij de gehanteerde schadenkosten is uitgewerkt in Nijs et al. (2011).

### 17.4.1 Schadekosten per type technologie

Tabel 58 en figuren 131a, b en c geven de schadekosten weer van de diverse technologieën zoals die nu ingezet worden in Vlaanderen (voor de periode 2000-2010), of ingezet kunnen worden in de komende 2 decennia (2020 en 2030). Nijs et al. (2011) komen hierbij tot de volgende conclusies:

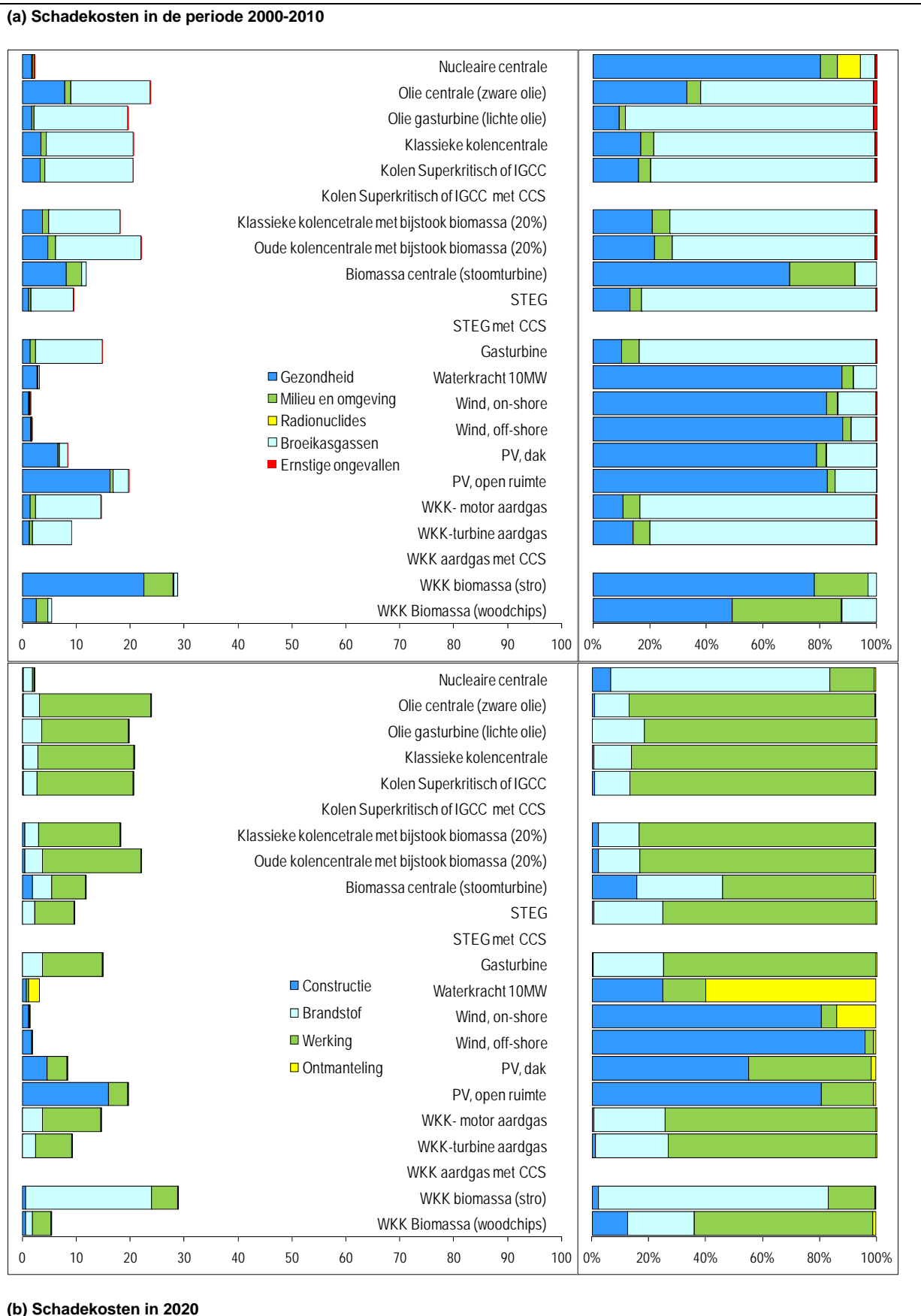
- De schadekosten van hernieuwbare technologieën (vooral wind-, water- en zonne-energie) liggen veel lager dan de schadekosten van conventionele niet-hernieuwbare technologieën (voornamelijk kolen- of gascentrales). Ook voor de nucleaire elektriciteitsproductie is het gekende deel van de schadekosten laag.
- CO<sub>2</sub>-opvang en ondergrondse opslag (zogenaamde CCS-technologie; pas verwacht vanaf 2020) kan de schadekost van centrales op fossiele brandstoffen beperken. Toch blijft ook dan die schadekost nog een veelvoud van de schadekost bij wind- en zonne-energie en bij kerncentrales.
- De schadekosten van de meeste technologieën stijgen in de tijd. Belangrijkste reden daarvoor is dat de te verwachten efficiëntiewinsten niet opwegen tegen het oplopen van de schadekost van eenzelfde emissiehoeveelheid in de tijd. Voor dit laatste speelt een combinatie van verschillende redenen: de toenemende schadekost per ton CO<sub>2</sub> om de globale opwarming beneden de 2°C te houden, de hogere schadekost per ton pollutant door stijgende achtergrondconcentraties in de lucht, de toenemende welvaart (en de daarbijhorende 'willingness to pay' om gezondheidsschade te vermijden) en de bevolkingsaan groei.

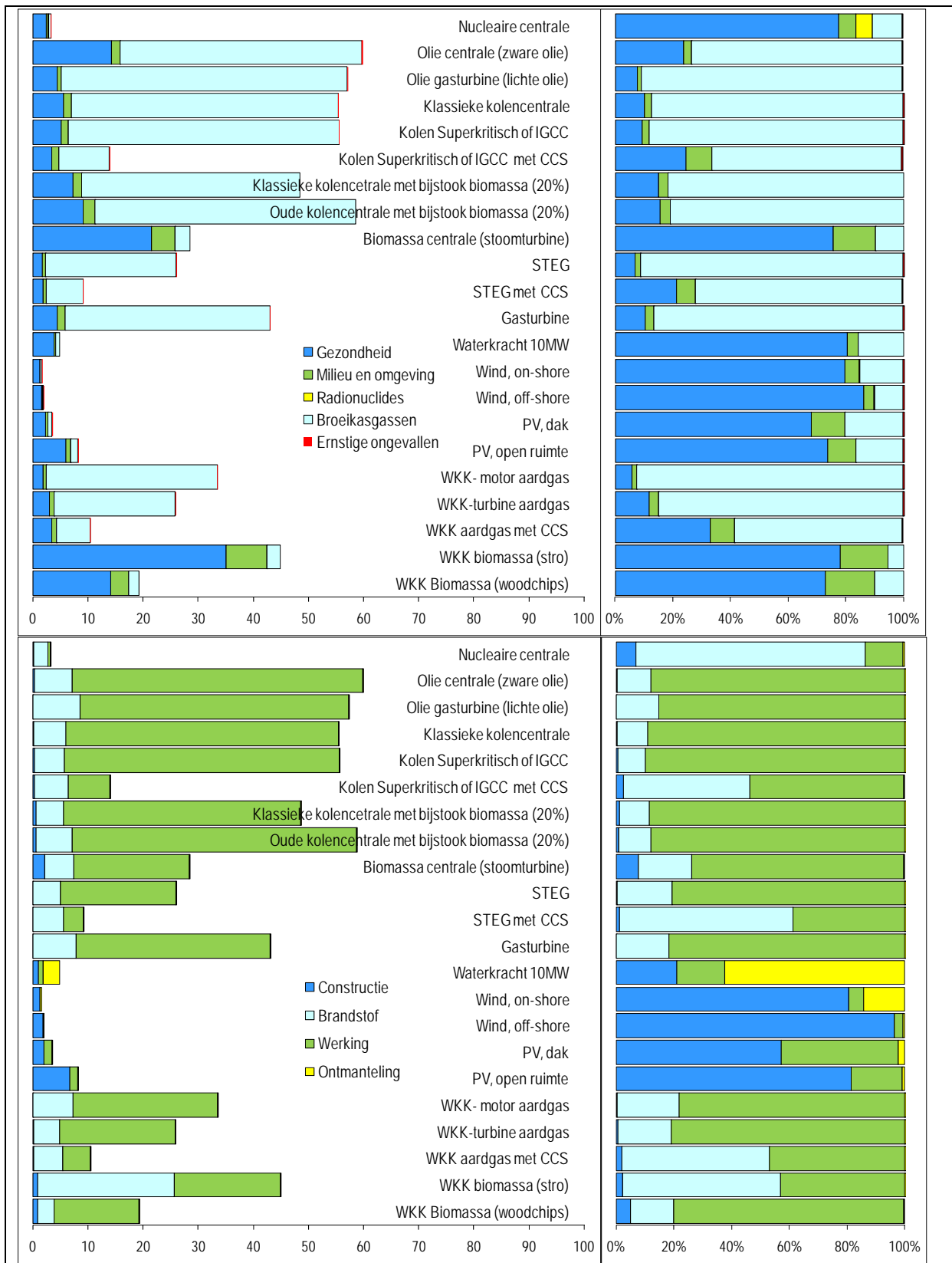
Tabel 58: Schadekost elektriciteitsproductie per type installatie (voor de volledige levenscyclus en voor alle effect samen) (Vlaanderen, 2000-2010; 2020; 2030).

totale schadekosten (euro/MWh)		2000-2010	2020	2030
fossiele energie	oude kolencentrale met 20% bijstook biomassa	22,10	58,76	87,24
	klassieke kolencentrale	20,70	55,56	83,52
	klassieke kolencentrale met 20% bijstook biomassa	18,23	48,64	67,10
	superkritische kolencentrale of IGCC	20,65	55,68	77,30
	superkritische kolencentrale of IGCC met CCS	.	14,05	21,00
	oliecentrale (zware olie)	23,90	59,95	81,91
	olie gasturbine (lichte olie)	19,79	57,30	89,04
	gasturbine	14,85	43,10	68,97
	STEG	9,55	26,04	42,17
	STEG met CCS	.	9,19	13,97
	WKK- motor aardgas	14,62	33,50	54,52
	WKK-turbine aardgas	9,20	25,90	41,22
	WKK aardgas met CCS	.	10,42	15,20
nucleair	kerncentrale	2,28	3,29	4,09
hernieuwbare energie	wind op land (onshore)	1,52	1,64	2,09
	wind op zee (offshore)	1,81	1,96	2,44
	PV op dak	8,42	3,54	4,61
	PV in open ruimte	19,78	8,24	10,54
	waterkracht (10MW <sub>e</sub> )	3,16	4,93	6,34
	WKK biomassa (houtchips)	5,43	19,36	24,43
	WKK biomassa (stro)	28,86	44,95	55,21
biomassacentrale (stoomturbine)	11,87	28,53	36,64	

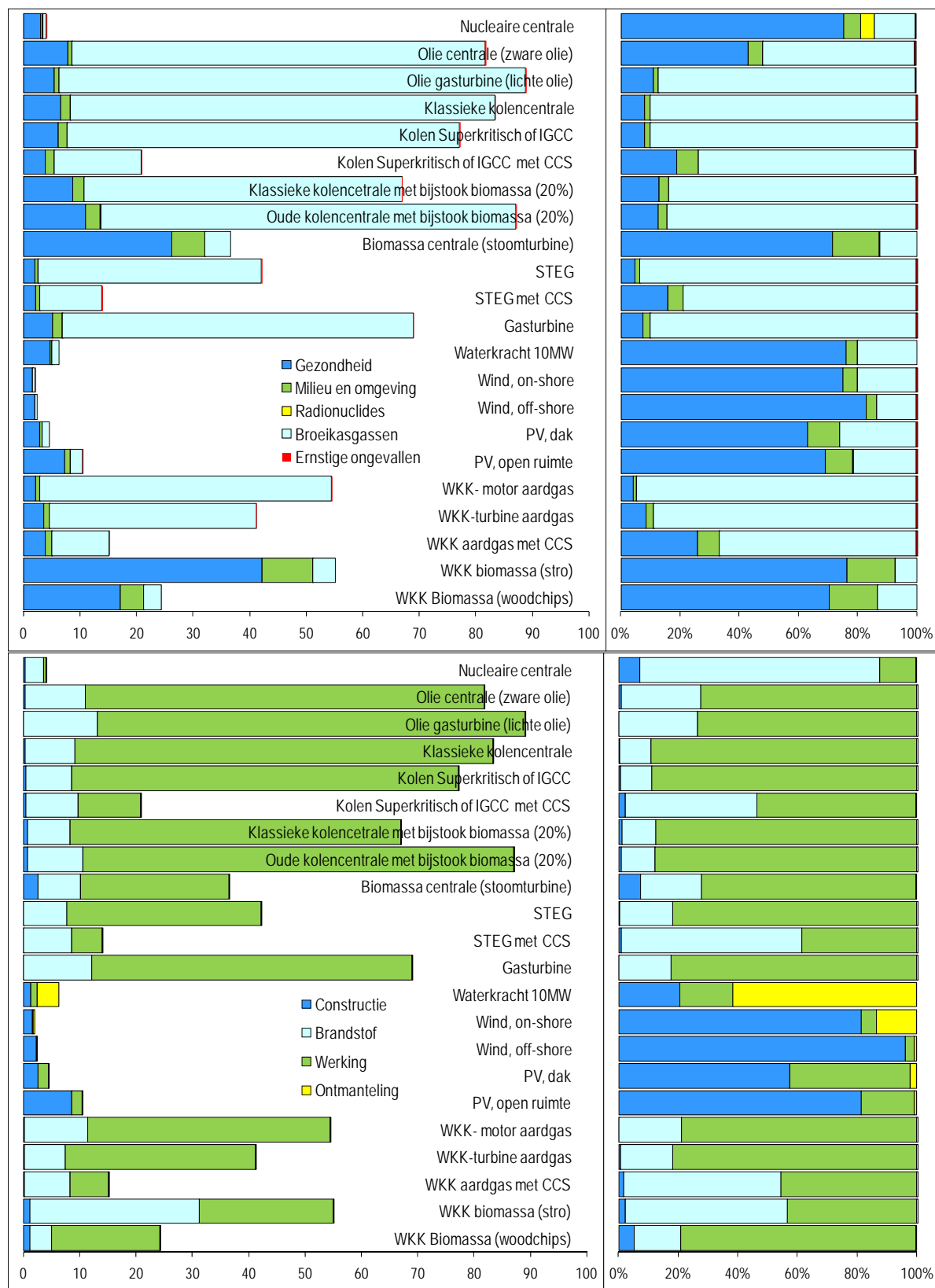
Bron: Nijs et al. (2011)

**Figuur 131: Schadekost elektriciteitsproductie per type installatie zowel voor de volledige levenscyclus opgedeeld naar effect (bovenaan) als voor alle effecten samen opgedeeld naar fase in de levenscyclus van een installatie (onderaan). Links telkens in €<sub>2009</sub>/MWh, rechts in % (Vlaanderen, 2000-2010; 2020; 2030)**





(c) Schadekosten in 2030



Bron: Nijs et al. (2011)

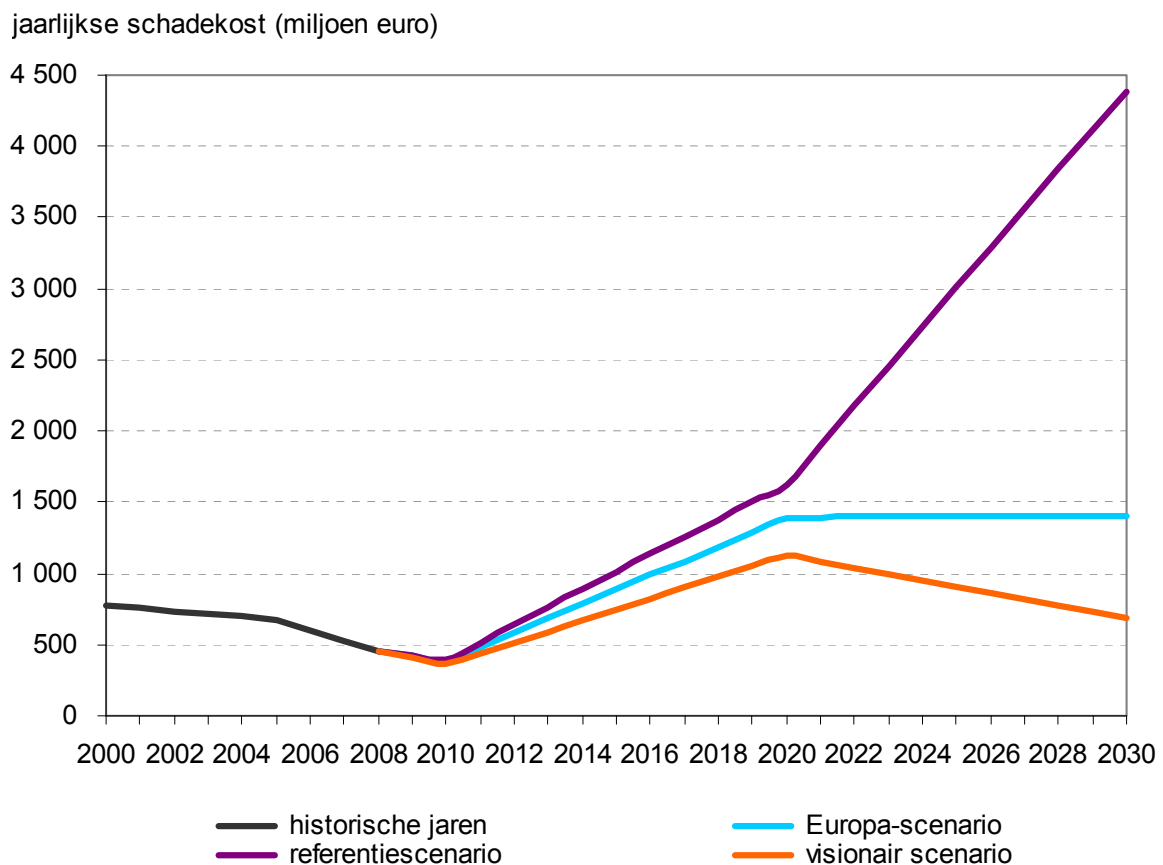
Vanuit milieuperspectief uitgedrukt in schadekosten, kan men stellen dat nucleaire elektriciteit een betere optie is dan stroom opgewekt met fossiele brandstoffen. Maar ook uranium is een eindige en dus niet-duurzame grondstof. Bovendien belast kernenergie de komende generaties met het beheer

van radioactief afval. Hernieuwbare alternatieven dienen daarom verder te worden uitgebouwd. Er dient een grondig internationaal en Belgisch energiedebat gevoerd te worden om de ambitie voor de langetermijn vast te leggen en de strategie om dit te bereiken, te bepalen. Met het oog op een duurzame energieproductie moeten zowel de sociaal-economische welvaart als de verschillende milieuaspecten bij dit debat betrokken worden (Torfs et al, 2005).

#### 17.4.2 Verloop schadekosten stroomproductie in Vlaanderen

Door de schadekosten uit § 17.4.1 toe te passen op de werkelijke inzet (totale netto productie) van de verschillende stroomproductietechnieken in Vlaanderen, kan de totale schadekost van elektriciteitsproductie in beeld worden gebracht (figuur 132). Ondanks een lichte stijging (+2 %) van de stroomproductie in Vlaanderen, daalde de bijhorende schadekost van 779 miljoen euro in 2000 naar 457 miljoen euro in 2008 (-41 %). Vooral de schadekost afkomstig van oude kolencentrales viel terug van 556 naar 186 miljoen euro door de verminderde inzet van kolencentrales en de installatie van nageschakelde zuiveringstechnieken.

Figuur 132: Schadekost stroomproductie in Vlaanderen in de periode 2000-2008 en onder 3 scenario's uit de Milieuverkenning 2030 (2010-2030)

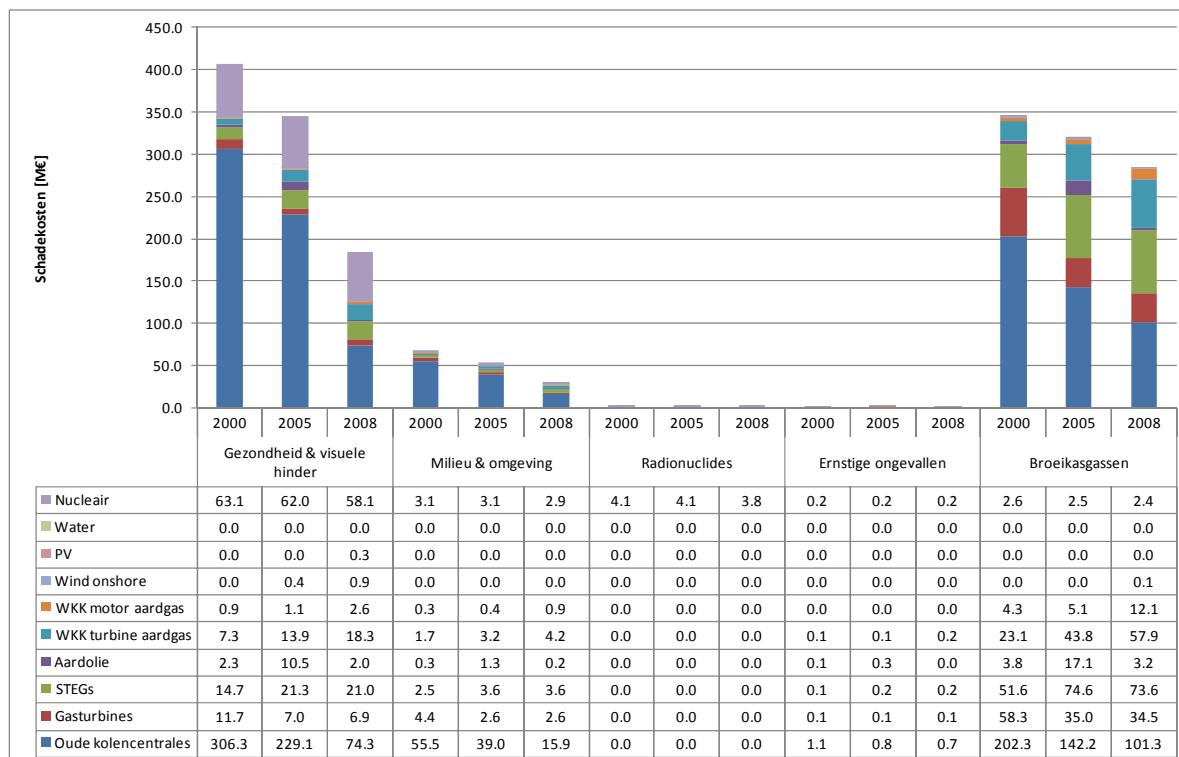


Bron: Nijs et al. (2011)

Schadekosten van de categorieën gezondheid & visuele hinder en broeikasgassen zijn duidelijk het hoogst en nemen respectievelijk 48 en 43 % van de totale schadekost in in 2000 (figuur 133). In 2008 zijn de schadekosten van gezondheid en visuele hinder echter gedaald tot 34 % van de totale schadekost. Reden hiervoor is enerzijds de sterke daling in elektriciteitsproductie door middel van oude kolencentrales en anderzijds de gerealiseerde reducties van luchtmissies door de nog bestaande kolencentrales. In totaal is de jaarlijkse schadekost van broeikasgasemissies bij stroomproductie gedaald met zo'n 60 miljoen euro tussen 2000 en 2008, maar procentueel gezien is het aandeel van broeikasgasemissies echter toegenomen tot 59 % van de totale schadekost.



Figuur 133: Opdeling schadekost stroomproductie naar impactcategorieën (Vlaanderen, 2000-2008)



Bron: Nijs et al. (2011)

Het transport en distributie van de geproduceerde stroom via een netwerk zorgt ook nog voor bijkomende milieuschade en/of hinder. De extra schadekost daarvan kan forfaitair/uitgemiddeld begroot worden op circa 1 €/MWh. Deze extra schadekost omvat effecten van visuele impact, elektromagnetische velden, emissies van materialengebruik en infrastructuur en biodiversiteit en landgebruik.

### 17.4.3 Vooruitblik: schadekosten in de periode 2010-2030

De eerder vermelde figuur 132 geeft ook nog het verloop van de totale schadekosten onder de 3 scenario's<sup>177</sup> van de Milieuverkenning 2030 (MIRA, 2009a&b). Daaruit blijkt dat de komende 2 decennia de schadekost van stroomproductie in Vlaanderen wellicht zal toenemen in alle (beschouwde) scenario's. Zelfs het 'visionair scenario' met een grote hoeveelheid hernieuwbare energie en de inzet van CCS volstaat niet om de schadekosten van stroomproductie tegen 2030 terug te dringen tot onder het niveau van 2008.

Dit komt slechts ten dele door een stijgende elektriciteitsvraag/-productie (+ 30 % à 40 % tussen 2008 en 2030) en de uitfasering van kerncentrales. Verder komt dit doordat de schadekost van eenzelfde emissie stijgt in de tijd om verschillende redenen: vooral een combinatie van de toenemende schadekost per ton CO<sub>2</sub> om de globale opwarming beneden de 2°C te houden, van de hogere schadekost per ton pollutant door stijgende achtergrondconcentraties in de lucht, van de toenemende welvaart en van de bevolkingsaan groei doet de schadekosten hoger oplopen.

In de toekomstige stroomvoorziening zal de belangrijkste component van de schadekosten de uitstoot van CO<sub>2</sub> zijn. Indien nieuwe beleidsmaatregelen een groter deel van de schadekosten verrekenen in de stroomprijs, zullen op termijn ook verschuivingen optreden naar de technologieën met lagere maatschappelijke kosten (= productiekosten + schadekosten). Zie ook § 17.4.5.

<sup>177</sup> In het referentiescenario wordt verondersteld dat het bestaand beleid per 1 april 2008 ongewijzigd verder gezet wordt. In het Europa-scenario en visionair scenario wordt verondersteld dat bijkomende maatregelen genomen worden om, respectievelijk, de Europese milieudoelstellingen 2020-2030 te halen en klimaatverandering sterk af te remmen met het oog op een duurzame toekomst.

#### **17.4.4 Externe schadekosten en internalisatiegraad**

Naast de aangerekende prijzen, die een sommatie zijn van investerings- en uitbatingskosten, brandstofprijzen, arbeidskosten, allerlei taksen en een winstmarge voor producent, netbeheerder en leverancier, zijn er ook 'externe kosten' die niet mee verrekend zitten in de prijs die eindgebruikers betalen. Deze externe kosten bestaan hoofdzakelijk uit de (milieu)schadekosten veroorzaakt door emissies van verontreinigende stoffen, door hinder of door ongevallen. Externe kosten verschillen – net als de totale schadekosten – sterk in functie van de gebruikte combinatie technologie/brandstof om elektriciteit op te wekken. Doorrekening van die externe kosten naar producenten en eindgebruikers zou de samenstelling van het productiepark voor elektriciteit sterk kunnen beïnvloeden.

De schadekosten zijn te aanzien als een plafond voor de externe kosten. Internalisatie van schadekosten door actief beleid verlaagt de externe kosten en de mate waarin dit gebeurt, is een maatstaf voor de overblijvende externe kosten. Er is sprake van volledige internalisatie van schadekosten als de consumentenprijs van een goed op elk moment de volledige marginale sociale kost reflecteert. Nijs et al. (2011) stelden vast dat de prijsvorming van elektriciteit voor de eindconsument niet leidt tot het internaliseren van externe kosten: de impactverschillen van diverse types stroomproductie zitten onvoldoende verrekend in de elektriciteitsprijzen betaald door eindgebruikers. Een elektriciteitspark van een producent kan divers zijn, het eindproduct elektriciteit wordt meestal verkocht als een homogeen product zonder differentiatie in tijd of productiewijze. De diversiteit van opwekking wordt niet vertaald in prijsverschillen. Schadekosten zoals CO<sub>2</sub> worden verhaald op de eindgebruiker maar worden verrekend per eenheid van het product en worden dus uitgesmeerd over alle kilowatturen. De eindgebruiker heeft dan ook geen echte keuze of een bewuste keuze wordt niet voldoende aangemoedigd. Elektriciteit wordt wel verkocht als verschillende producten (denk aan de groene elektriciteit) maar de prijzen en dus ook de prijsverschillen zijn alleen geldig in de marge. Het bevorderen van elektriciteitsproductie met technologieën met een lage sociale kost (= private kost + externe kost) wijkt nog af van volledige internalisatie. Er moet immers geen prijs betaald worden voor de overblijvende emissies en dus kunnen deze nog te hoog zijn omdat de impacts hiervan niet in rekening worden gebracht. In die zin leunen systemen die zorgen dat CO<sub>2</sub> of NO<sub>x</sub> een prijs krijgen dichterbij de principes van internalisatie van schadekosten. Het systeem van handel in emissierechten kan om deze reden een zeer efficiënt mechanisme zijn.

#### **17.4.5 Schadekosten versus productiekosten**

Schadekosten zijn niet rechtstreeks te vertalen zijn naar een gradatie van duurzaamheid van een technologie. Hiervoor kan beter de totale sociale kost<sup>178</sup> gebruikt worden als som van de private kosten<sup>179</sup> en de externe schadekosten. Tabel 59 en figuur 134 combineren de schadekosten uit figuur 131 en tabel 58 met de productiekosten<sup>180</sup> voor de periode 2000-2010. Tabel 60 en figuur 135 doen hetzelfde voor 2025, waarbij als schadekost per eenheid geproduceerde elektriciteit het gemiddelde is genomen van de waarden voor 2020 en 2030.

Voor 2010 zijn de productiekosten voor alle technologieën hoger dan de schadekosten. Vaak is de hoogste component de brandstofkost, behalve voor de technologieën met nucleaire brandstof of de hernieuwbare technologieën.

<sup>178</sup> Sociale kost = maatschappelijke kost = (productiekost, infrastructuurkosten, ...) + totale schadekost = (productiekost, infrastructuurkosten, ...) + (geïnternaliseerde schadekost + externe schadekost)

<sup>179</sup> Private kost = kost rechtstreeks door de (eind)gebruiker betaald = productiekosten, infrastructuurkosten, ... + geïnternaliseerde schadekosten.

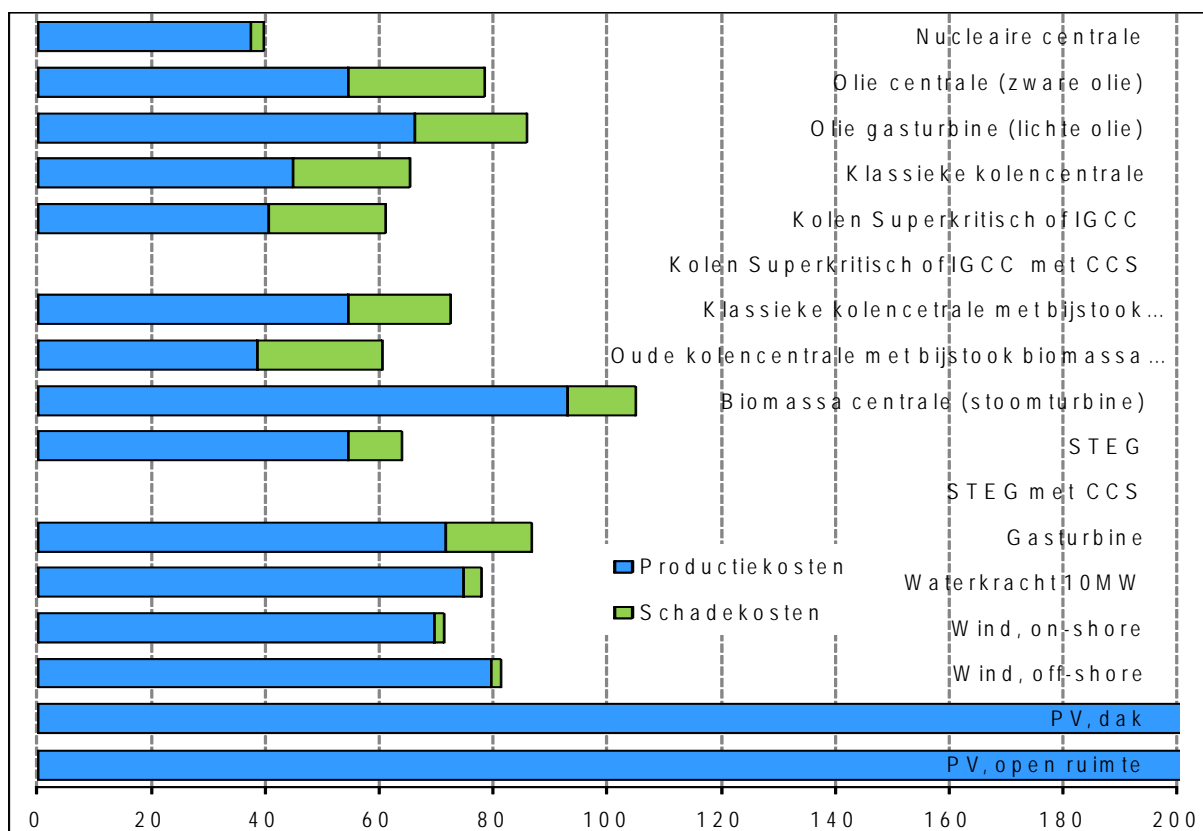
<sup>180</sup> De berekening van de productiekost van elektriciteit gebeurde 1) op basis van jaargemiddelden, maakt 2) een annuïteit van de investering op basis van de technische levensduur en een discontovoet van 4 %, is 3) gebaseerd op kosten in euro<sub>2009</sub> en houdt 4) geen rekening met personeelskosten, reservecapaciteit, kosten voor interesten gedurende constructie, netuitbreidingen of uitdienstnames.

Tabel 59: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2010 (Vlaanderen)

(€2009/MWh)	investering en vaste kost	variabele kost	brandstof-kost	productiekost	schadekost
Nucleair	27	1,2	9	37	2
Oliecentrale (zware olie)	7	1,9	45	55	24
Olie gasturbine (lichte olie)	5	1,9	59	66	20
Klassieke kolencentrale	17	3,2	24	45	21
Kolen Superkritisch of IGCC	15	3,2	22	41	21
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	nvt	nvt	nvt	nvt	nvt
Klassieke kolencentrale met 20 % bijstook biomassa	18	3,2	33	54	18
Oude kolencentrale met 20 % bijstook biomassa	2	3,2	33	39	22
Biomassacentrale (stoomturbine)	21	3,5	68	93	12
STEG	10	1,9	43	54	10
STEG met CCS	nvt	nvt	nvt	nvt	nvt
Gasturbine	4	2,5	65	72	15
Waterkracht (10 MW)	75	0,0	0	75	3
Wind, onshore weinig wind	132	0,0	0	132	2
Wind, onshore gemiddelde wind	70	0,0	0	70	2
Wind, onshore veel wind	49	0,0	0	49	2
Wind, offshore dicht	74	0,7	0	74	2
Wind, offshore gemiddeld	79	0,7	0	80	2
Wind, offshore ver	99	0,7	0	100	2
PV op een dak	382	0,0	0	382	8
PV in de open ruimte	282	0,0	0	282	20

Bron: Nijs et al. (2011)

Figuur 134: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2010 (€<sub>2009</sub>/MWh)



Bron: Nijs et al. (2011)

Onderstaande tabel en figuur geven dezelfde resultaten, maar nu voor het jaar 2025. De productiekost is op een gelijkaardige manier berekend, waarbij rekening is gehouden met de evolutie van de technologiekenmerken en de evolutie van de brandstofprijzen. In 2025 zijn de sociale kosten voor bijna alle technologieën hoger dan in 2010. Er is een daling voor de kosten van wind en

van zon. Voor de zonnepanelen daalt de totale sociale kost sterk, maar hun kost blijft hoger dan die van de andere technologieën.

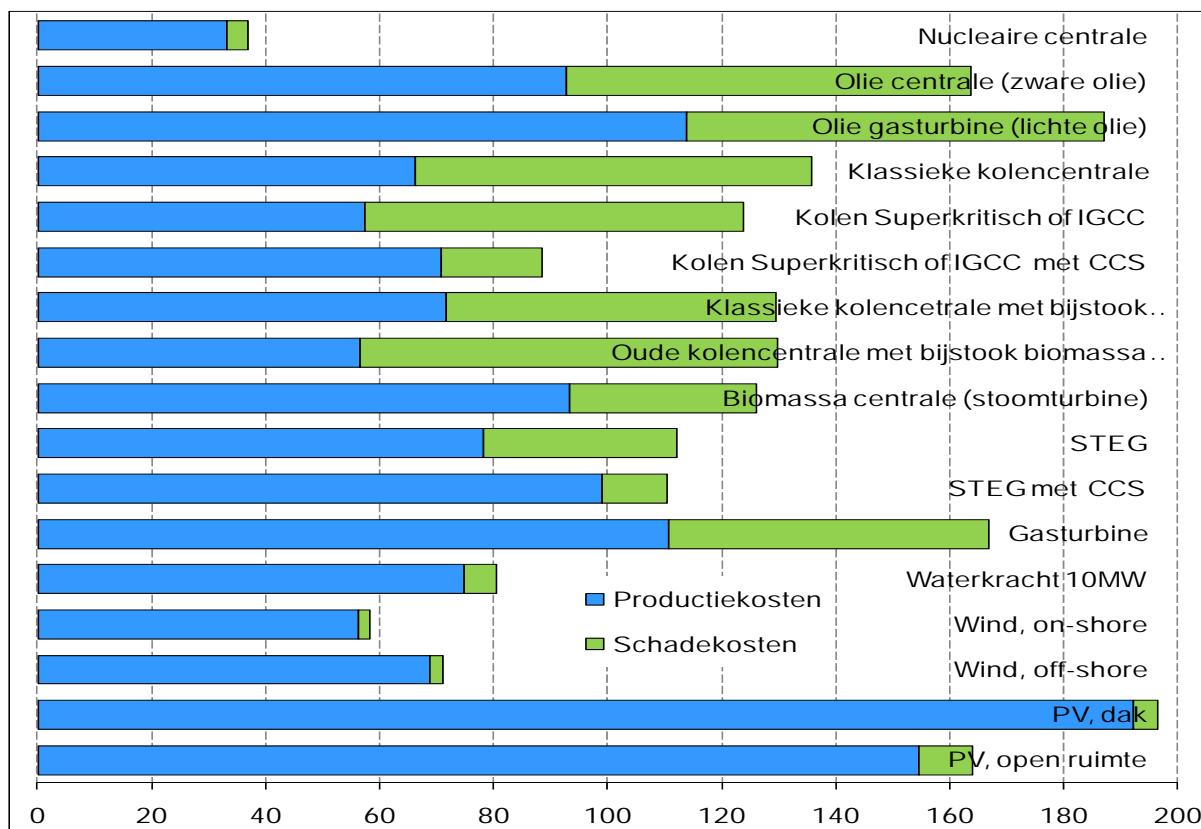
Vermits de schadekosten (per eenheid geproduceerde stroom) van de meeste technologieën toenemen in de tijd, worden die schadekosten voor enkele fossiele technologieën in de periode 2020-2030 vergelijkbaar met de productiekosten. Dat maakt dat de (totale) sociale kost voor die fossiele technologieën dan ruim het dubbele bedraagt van de 'gekende' productiekosten. Voor nucleaire centrales, fossiele centrales met CCS en voor hernieuwbare technologieën zijn de schadekosten merkkelijk kleiner dan de productiekosten. Een lage schadekost is geen garantie voor een lage sociale kost.

*Tabel 60: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2025 (Vlaanderen)*

(€ <sub>2009</sub> /MWh)	investering en vaste kost	variabele kost	brandstof- kost	productiekost	schadekost
Nucleair	24	0,6	9	33	4
Oliecentrale (zware olie)	7	1,9	84	93	71
Olie gasturbine (lichte olie)	5	1,9	107	114	73
Klassieke kolencentrale	17	3,2	46	66	70
Kolen Superkritisch of IGCC	14	3,2	40	57	66
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	21	3,7	46	71	18
Klassieke kolencentrale met 20 % bijstook biomassa	17	3,2	51	72	58
Oude kolencentrale met 20 % bijstook biomassa	2	3,2	51	57	73
Biomassacentrale (stoomturbine)	19	3,5	71	93	33
STEG	9	1,9	67	78	34
STEG met CCS	18	2,1	78	99	12
Gasturbine	4	2,5	104	111	56
Waterkracht (10 MW)	75	0,0	0	75	6
Wind, onshore weinig wind	106	0,0	0	106	1,9
Wind, onshore gemiddelde wind	56	0,0	0	56	1,9
Wind, onshore veel wind	40	0,0	0	40	1,9
Wind, offshore dicht	64	0,7	0	65	2,2
Wind, offshore gemiddeld	68	0,7	0	69	2,2
Wind, offshore ver	84	0,7	0	85	2,2
PV op een dak	192	0,0	0	192	4
PV in de open ruimte	155	0,0	0	155	9

Bron: Nijs et al. (2011)

**Figuur 135: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2025 (€2009/MWh)(Vlaanderen)**



Bron: Nijs et al. (2011)

Voor de warmtekrachtcentrales (WKK's) is geen berekening van de productiekost uitgevoerd omdat voor de warmte een aparte inschatting moet worden gemaakt. Wel is het zo dat de kostenstructuur van een installatie vergelijkbaar is met deze van een STEG, weliswaar bij een vergelijkbare warmte-input.

## 18 Eco-efficiëntie van de energiesector

*Laatst bijgewerkt: februari 2011*

### 18.1 Eco-efficiëntie van de energiesector in Vlaanderen D/P

De energetische output van de energiesector – dit is de som van de energie-inhoud van zijn eindproducten zoals motorbrandstoffen, elektriciteit of aardgas – vertoont na 2002 een daling. Het eigen energiegebruik en de energieverliezen bij de transformatie, het transport en de distributie nemen nog toe. Dit duidt op een rendementsverlies. Petroleumraffinaderijen hebben het belangrijkste aandeel in de energetische output (87 %), en het verloop van de output-curve is dan ook vooral bepaald door die raffinaderijen (figuur 136).

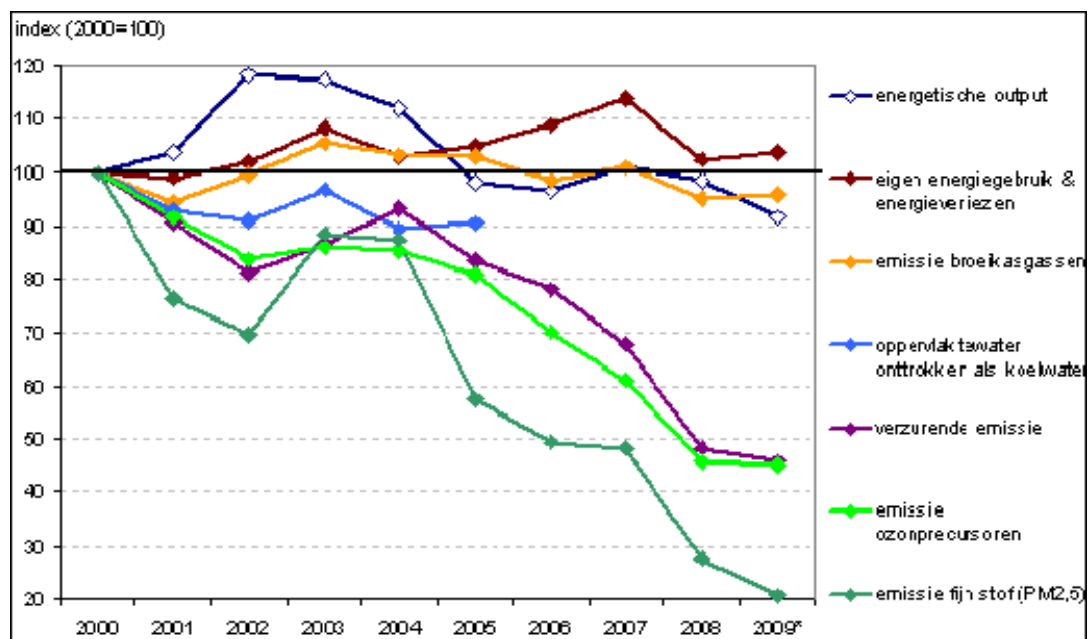
Bij de productie en distributie van elektriciteit & warmte valt daarentegen wel een verbetering van het netto rendement op te tekenen: van 38,4 % in 2000 naar 40,4 % in 2009. Door een verdubbeling van stroomproductie in WKK-installaties en door efficiëntiewinsten in andere installaties nam de productie aan elektriciteit en nuttige warmte toe van 196 PJ in 2000 naar 211 PJ in 2009, zonder toename van de transformatie- en netverliezen of het eigen energiegebruik.

De milieudruk op het compartiment lucht door de emissie van verzurende stoffen (-54 %), ozonprecursoren (-55 %) en zwevend stof (-79 %) is in 2009 heel wat kleiner dan in het basisjaar 2000 (*absolute ontkoppeling*). Dit is het gevolg van zowel primaire maatregelen (verbeteringen aan proces en opslag, andere brandstoffen) als van secundaire maatregelen of nageschakelde technieken (ontzweving en ontstikking, stoffilters). De tijdelijke toename van de emissies van verzurende stoffen en van stof tussen 2002 en 2004 is voor een groot deel het gevolg van het gebruik

van meer steenkool (met een hoger zwavelgehalte) in de elektriciteitscentrales. De emissie van broeikasgassen evolueert pas vanaf 2004 in de juiste richting, en bevindt zich inmiddels 4 % onder het niveau van 2000.

De energiesector is veruit de grootste gebruiker van koelwater in Vlaanderen. De onttrekking van oppervlaktewater voor gebruik als koelwater kende een dalende trend, o.m. door optimalisatie van de koelwaterkringen onder invloed van de waterheffingen en door het gebruik van luchtcondensoren bij STEG-centrales. De sector behandelt het koelwater en het toevoegwater voor het ketelwater om te voorkomen dat de warmteoverdracht verkleint en om (kalk)aanslag en andere vervuiling in de ketelpijpen te vermijden. Deze behandeling zorgt voor een beperkte vuillast van het afvalwater. Omdat deze vuillast relatief klein is en bovendien sterk fluctueert van jaar tot jaar, hebben we die niet opgenomen in figuur 136.

Figuur 136: Eco-efficiëntie van de energiesector (Vlaanderen, 2000-2009)



\* voorlopige cijfers

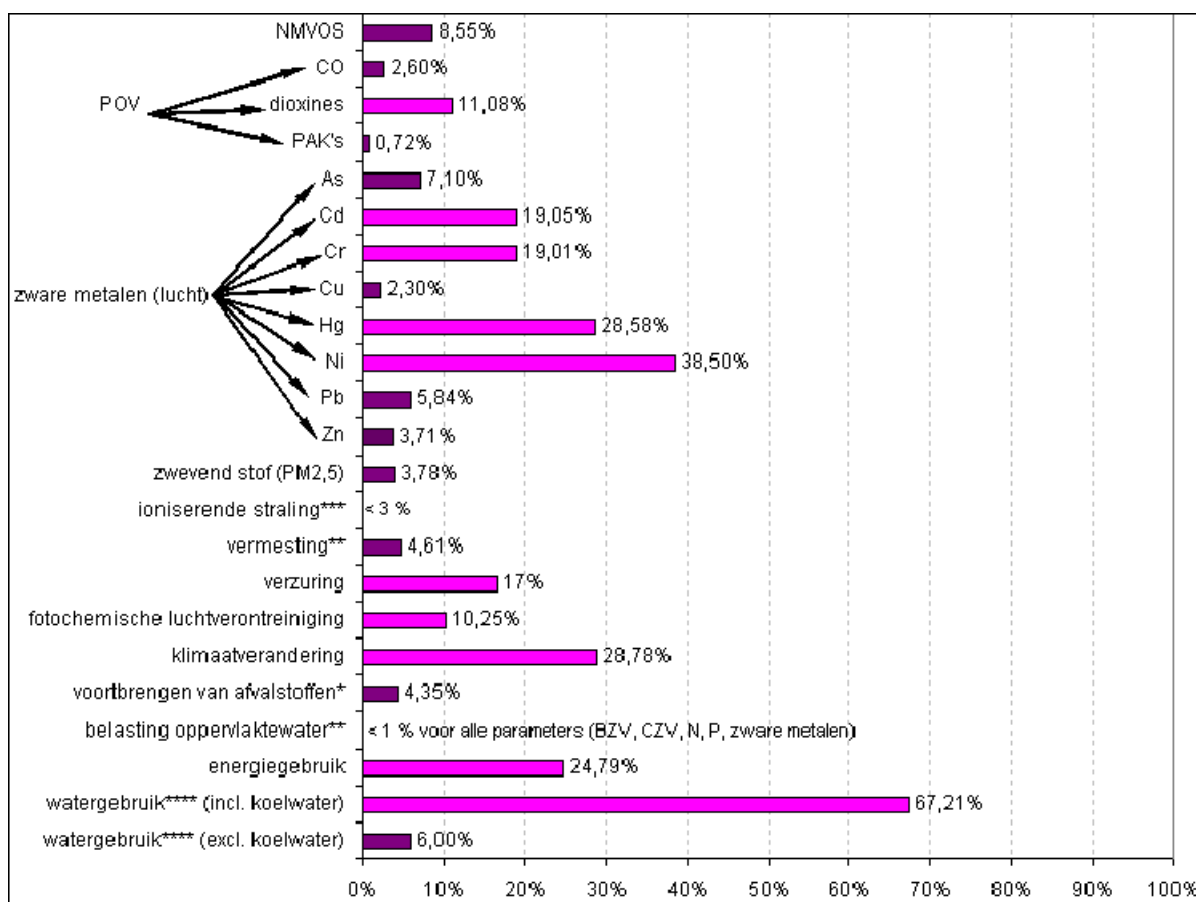
Bron: MIRA op basis van VMM en VITO

## 19 Milieuprofiel van de energiesector in Vlaanderen *Laatst bijgewerkt: februari 2011*

### 19.1 Milieuprofiel van de energiesector in Vlaanderen **P**

Bij wijze van samenvatting voor dit document geeft figuur 137 een overzicht van de milieuthema's waarvoor de energiesector een bijdrage levert, aangevuld met het aandeel van de sector in het energiegebruik en het watergebruik van Vlaanderen. De thema's waarbij de energiesector een aandeel in de milieudruk heeft groter dan 10 %, zijn fel ingekleurd.

Figuur 137: Bijdrage van de energiesector tot de milieuthema's (Vlaanderen, 2009)



\* cijfer voor 2008, \*\* cijfer voor 2007, \*\*\* cijfer voor 2006, \*\*\*\* cijfer voor 2003

Bron: MIRA (VMM)

## Referenties

- ALT (2005) Achtergronddocument Biobrandstoffen. Ter voorbereiding van de Ronde Tafel op 8 maart 2005. <http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/publicaties/volt/25.html>
- AMPERE (2000) Commissie voor de Analyse van de Productiemiddelen van Elektriciteit en de Reoriëntatie van de Energievectoren, synthesesrapport van de Commissie, oktober 2000.
- Aqua Nederland (2001) Adriaensen R, Biesma E, Brinkhoff H., Driever J. En Huysmans L, "Koel- en Ketelwateradditieven", position paper, Zoetermeer, november 2001.
- België (2004a) FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie Aardolie 2003 Feiten & Cijfers, Beleid en Gegevenstabellen, Brussel, mei 2004.
- België (2004b) POD DO Nieuwsbrief van de programmatorische federale overheidsdienst duurzame ontwikkeling, nummer 3, april 2004.
- België (2009a) FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie, petroleumstatistieken, Brussel, mei 2009.
- België (2009b) FOD Economie, K.M.O, Middenstand en Energie Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading 2008-2017, Brussel, december 2009, 244 p.
- België (2009c) FOD Economie, K.M.O, Middenstand en Energie Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030? Eindverslag, Groep Gemix, Brussel, 30 september 2009.
- België (2010a) FOD Economie, K.M.O, Middenstand en Energie De energiemarkt in 2008, Brussel, september 2010. Zie ook voorgaande jaren (tot 1999).
- België (2010b) FOD Volksgezondheid, veiligheid van voedselketen en leefmilieu Elektromagnetische velden en gezondheid Uw wegwijzer in het elektromagnetisch landschap, brochure, Brussel, juli 2010.
- België (2011) FOD Financiën Belastingvermindering voor energiebesparende investeringen Groene lening, Brochure, Brussel. [www.minfin.fgov.be](http://www.minfin.fgov.be)
- Beurskens L.W.M. en van Sambeek E.J.W. (2003) Kosten duurzame elektriciteit. Kleinschalige waterkracht, ECN-C—03/074/G, augustus 2003.
- BFE (2003a) Beroepsfederatie van de Producenten en Verdelers van Elektriciteit in België: statistisch jaarboek 2002.
- BFE (2003b) Beroepsfederatie van Elektriciteitssector: De elektriciteitssector in België, Brussel, november 2003.
- BFE (2004) Beroepsfederatie van de elektriciteitssector: Jaarverslag 2003.
- BGR (2010) Energy Resources 2009: Reserves, Resources, Availability. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Status 10 november 2009. Raadpleegbaar op <http://www.bgr.bund.de>.
- BIOGAS E (2009) Voortgangsrapport 2009: Anaërobe vergisting in vlaanderen, Kortrijk, 2009.
- Blok et al. (2001) Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change Comparison of 'Top-down' and 'Bottom-up' Analysis of Emission Reduction Opportunities for CO<sub>2</sub> in the European Union, Study for DG Environment, European Commission by Ecofys Energy and Environment, AEA Technology Environment and National Technical University of Athens, September 2001.
- Boer & Tuinder (2006) Innovatietelex: Koolzaad echt gestart. Boer & Tuinder, 20 juli 2006, p. 24.
- Bonte J.L. (2010) MIROM Roeselare 25 jaar ervaring in stadsverwarming, 17 maart 2010
- BPF (2010) Jaarverslag 2009, Belgische Petroleum Federatie, Brussel Zie ook voorgaande jaren (tot 2000). Raadpleegbaar op [www.petrofed.be](http://www.petrofed.be)
- Campens V. (2007) Inleiding biomassa. Lezing Vlaams Klimaatplan, Werkgroep Landbouw, Brussel, 20 september 2007.
- Campens V., Chow T.T., Clauw S., Cloet B., De Bruyn B., De Schryver J., Draeck M., Holmstock K., Lambrechts G., Lamont J. L., Lysens L., Rosseneu F., Vermeulen C., De Saegher E, Jacobs L., Hots J., Meuleman L., Vanhoorn L., Degallier M., Pohl D. (2006) Koolzaadolie verkopen als brandstof. Hoe begin ik eraan? Vlaamse Overheid, Beleidsdomein Landbouw en Visserij, Brussel, 40 p., <http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/downloads/koolzaadolie.pdf>
- Cardozo N. L. (2003) Fusie, uitdagingen voor fysici, in: Energiebronnen – uitdagingen voor fysici, Koninklijke Nederlandse Akademie van Wetenschappen, Amsterdam, 2003.
- CE 2030 (2007) Commission Energy 2030 – Final Report. Belgium's Energy Challenges Towards 2030. 19.6.2007. Raadpleegbaar op <http://www.ce2030.be>
- Clixoo (2010) Wave and Tidal Energy Market Potential and Business Opportunities, Nungambakkam, Chennai Last updated June 2010. Raadpleegbaar op [www.clixoo.com](http://www.clixoo.com)



- Cogen Vlaanderen (2004a) WKK Wegwijzer Editie 2004.
- Commissie Benchmarking Vlaanderen (2006) Jaarverslag 2005. Stand 16.06.2006.
- Commissie Benchmarking Vlaanderen (2009) Jaarverslag 2008. December 2009
- Commissie Benchmarking Vlaanderen (2010) Jaarverslag 2009. December 2010
- Concawe (2003) A guide for reduction and disposal of waste from oil refineries and marketing installations, report no. 6/03, Brussels, november 2003.
- Concawe (2004) Trends in oil discharged with aqueous effluents from oil refineries in europe 2000 survey, report no. 4/04, Brussels, march 2004.
- Cornelis G.C., Eggermont G. (2006) Nucleaire terreur: reflecteren over voorzorg en ethiek. Academia Press Gent, ISBN 90 382 0953 3, Proceedings lessenreeks VUB in samenwerking met SCK, Brussel.
- Couder J. (1996) I.2 | Industrie C Petroleumraffinagesector, Wetenschappelijk verslag Milieu- en natuurrapport Vlaanderen 1996, VMM, Aalst, 1996.
- Covens P. (1997) Organisatie en beheer van vervalstockage van radioactief afval in VUB en AZ, Vrije Universiteit Brussel, Brussel.
- CREG (2001) Indicatief plan van bevoorrading in aardgas, (F)011018-CREG-054, bijlage, Brussel, 18 oktober 2001.
- CREG (2001) Studie over de provisies en fondsen in de nucleaire sector, F010315-CDC-024, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, Brussel.
- CREG (2002) Voorstel van indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2002-2011, (C)021219-CREG-96, bijlage, 19 December 2002.
- CREG (2003) Studie (F) 030424-CDC-177 over 'de evolutie van de elektriciteitsprijs voor de eindafnemers van 1999 tot 2002' gedaan met toepassing van artikel 23, §2n tweede lid, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, Brussel, 24 april 2003.
- CREG (2004a) Studie (F)040617-CREG-313 betreffende 'de concurrentie op de L-gasmarkt', Brussel, 17 juni 2004.
- CREG (2005) Voorstel van indicatief programme van de productiemiddelen voor elektriciteit 2005-2014, (C)050120-CREG-388, Bijlage, Brussel, 20 januari 2005.
- CREG (2007b) De ontwikkeling van de elektriciteits- en aardgasmarkten in België, Jaar 2006, Marktstatistieken, Brussel.
- CREG (2007c) Studie (F)070927-CDC-715 over "de ontoereikende productiecapaciteit van elektriciteit in België" gemaakt met toepassing van artikel 23, §2, tweede lid, 2° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, Brussel, 27 september 2007.
- CREG (2009) Advies AR090506-043 over 'het voorstel voor een richtlijn van het Europees Parlement en de Raad ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen' gegeven met toepassing van artikel 24, § 3, 3°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.
- CREG (2010) Jaarverslag 2009, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, Brussel. Zie ook voorgaande jaarverslagen (tot 2000). Raadpleegbaar op [www.vreg.be](http://www.vreg.be).
- CREG (2011) Nucleaire rente: de CREG analyseert de uitleg van Electrabel en bevestigt haar standpunt. Persbericht, 28.02.2011.
- CRS (2008) Robert Pirog. Petroleum Refining: Economic Performance and Challenges for the Future, CRS Report for Congress, Congressional Research Service, The Library of Congress, Washington, D.C., Updated June 3, 2008.
- De Groof W. (2010) Biobrandstoffen: EU-richtlijn 2003/30 en de situatie in België. Het Ingenieursblad, JG 79 – 4/2010, p. 35-39.
- De Lijn (2006) 70 bijkomende bussen op puur plantaardige olie. Nieuwsbericht 24/03/2006, [http://www.delijn.be/nieuws/nieuws\\_ppo-bus.asp](http://www.delijn.be/nieuws/nieuws_ppo-bus.asp)
- De Meester P. (1983) Energie en Milieu, Monografieën Leefmilieu nu, De Nederlandsche Boekhandel, Antwerpen, 1983.
- De Milieukrant (2010) Mbo met elektriciteitsproducenten is definitief. De milieukrant Nr. 16, 1 september 2010, Kluwer.
- de Noord M., Beurskens L.W.M. and de Vries H.J. (2004) Potentials and costs for renewable electricity generation, ECN-C-03-006, ECN, Amsterdam, february 2004.

De Ruyck J., Jossart J.M., Palmers G., Lavric D., Bram S., Novak A., Remacle M.S., Dooms G., Hamelinck C., Van den Broek R. (2006) Liquid biofuels in Belgium in a global bio-energy context. SPSPD II, Belgian Science Policy, Brussels, <http://www.belspo.be/belspo/fedra/proj.asp?l=nl&COD=CP/53>

Debusscher D. (2003) Biomassa wordt energie Energieteelt voor duurzame landbouw, in: Het Ingenieursblad, 5/2003, p. 12-16.

Devriendt N., Briffaerts K., Lemmens B., Theunis J., Vekemans G. (2004) Hernieuwbare warmte uit biomassa in Vlaanderen. Oktober 2004, VITO, beschikbaar op: <http://www.emis.VITO.be/index.cfm?PageID=376>

Devriendt N., Geurds M. en Vanuytsel G. (2005) Mogelijkheden en potentieel van pellets in Vlaanderen. Studie uitgevoerd in opdracht van ANRE, 2005/ETE/R/2006, VITO, november 2005.

Dewulf J., Van Langenhove H. & Van De Velde B. (2005) Exergy-Based Efficiency and Renewability Assessment of Biofuel Production, in: Environmental Science & Technology, 39 (10), pp. 3878 – 3883.

Diels L. (2009) Algen, een groene technologie tegen de klimaatverandering? Kluwer – MilieuTechnologie nr.6, extra – juni 2009.

Discussienota 'Duurzame energie', Vlaamse klimaatconferentie, juni 2005

Distrigas – zie ENI Distrigas.

Distrigas (2007b) Persmededeling, 11 oktober 2007 De Commissie beëindigt haar onderzoek naar de leveringscontracten van Distrigas en aanvaardt de toezeggingen gedaan door Distrigas.

Doornbosch R, Steenblik R. (2007) Biofuels: is the cure worse than the disease? OECD, Round table on sustainable development, Paris, 11-12 september 2007, SG/SD/RT(2007)3, <http://www.oecd.org/dataoecd/40/25/39266869.pdf>

Downing and Wattkiss (2003) Overview: The Marginal Social Costs of Carbon in Policy Making: Applications, Uncertainty and a Possible Risk Based Approach, paper presented at the conference 'The Marginal Social Costs of Carbon in Policy Making', Defra, UK, July 2003.

ECN & EEA (2011) Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States - Covering all 27 EU Member States. L.W.M. Beurskens & M. Hekkenberg. ECN-E--10-069, 1 February 2011.

Ecolas (2004) Van Tomme I. en De Sutter R., Berekening van het watergebruik in 2002 en analyse van het watergebruik in de periode 1991-2002, Ondersteunend onderzoek MIRA-T 2004, 04/08720/RD, Antwerpen, september 2004.

ECONOTEC (2009) Energy Efficiency Policies and Measures in Belgium, ECONOTEC, Brussels, November 2009.

EIA Long-Term World Oil Supply Scenarios, augustus 2004 (link: [http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/feature\\_articles/2004/worldoilsupply/oilsupply04.html](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/feature_articles/2004/worldoilsupply/oilsupply04.html))

Electrabel (2005) Milieurapport 2004, Brussel, 27 april 2005.

Electrabel (2006) Milieurapport 2005, Brussel 27 april 2006.

Electrabel (2010) Persoonlijke communicatie met M. Aerts, Doel.

Electrabel (2010a) Verslag Activiteiten en Duurzame Ontwikkeling 2009, Brussel, juni 2010. Raadpleegbaar op [www.electrabel.be](http://www.electrabel.be).

Electrabel (2010b) Activiteitenverslag 2009, Brussel. Zie ook voorgaande jaren (tot 2006). Raadpleegbaar op [www.electrabel.be](http://www.electrabel.be).

Elia (2009a) Elektrische velden, magnetische velden en hoogspanningslijnen, Brochure, Brussel. [www.elia.be](http://www.elia.be)

Elia (2009b) Investeringsplan Vlaams Gewest 2009 – 2012, Brussel, 30 juni 2009,

Elia (2010a) Facts & Figures 2009, Brussel, juni 2010. Zie ook voorgaande brochures (tot 2008). Raadpleegbaar op [www.elia.be](http://www.elia.be).

Elia (2010b) Jaarverslag 2009, Brussel, april 2010. Zie ook voorgaande jaarverslagen (tot 2005). Raadpleegbaar op [www.elia.be](http://www.elia.be)

Elia (2010c) Systeem- en marktoverzicht 2009, Brussel. Zie ook voorgaande overzichten (tot 2007) Raadpleegbaar op [www.elia.be](http://www.elia.be).

Elia (2010d) Federaal ontwikkelingsplan 2010-2020, voorlopige versie, Brussel, 15 september 2010.

EMA (2002) Energie en milieu in de Europese Gemeenschap, samenvatting, Kopenhagen.

EMA (2005) European environment outlook. Rapport n° 4/2005, Europees Milieuagentschap, Kopenhagen. Raadpleegbaar op [http://reports.eea.eu.int/eea\\_report\\_2005\\_4/en](http://reports.eea.eu.int/eea_report_2005_4/en)

EMA (2007) EIONET workshop on energy and environment, EEA, 25-26 October 2007. Presentation by Ricardo Fernandez, Data analyst 'climate change and energy', European Environment Agency.

EMA (2008) Maximising the environmental benefits of Europe's bioenergy potential. European Environment Agency, 94 p.

EMA (2009) Europe's onshore and offshore wind energy potential up to 2030. An assessment of environmental and economic constraints. European Environment Agency, Technical report No 6/2009.

ENI Distrigas (2009) Activiteitenverslag 2008, Brussel. Zie ook activiteitenverslagen van voorgaande jaren (tot 2001). Raadpleegbaar op [www.distrigas.eu](http://www.distrigas.eu).

ENSREG (2011) website European Nuclear Safety Regulators Group, [www.ensreg.org](http://www.ensreg.org)

EU (1995) European Commission, DGXII, Science Research and Development, JOULE Externalities of Energy, Report numbers EUR 16520 EN to 16525 EN. (zie website : <http://externe.jrc.es/>) European Commission, Brussels, Belgium.

EU (1999) European Commission, DGXII, Science Research and Development, JOULE Externalities of Energy, vol. 7 Methodology 1998 update. European Commission, Brussels, Belgium.

EU (2000) Commissie van de Europese Gemeenschappen. Groenboek: Op weg naar een Europese strategie voor een continue energievoorziening. COM(2000)769 final, Brussel, 29.11.2000.

EU (2004) Mededeling van de commissie aan de raad en het Europees Parlement: Het aandeel van hernieuwbare energie in de EU. SEC(2004) 547 COM(2004) 366 definitief.

EU (2004) The share of renewable energy in the EU. Commission of the European Communities COM(2004) 366 final, Brussels, 26.5.2004.

EU (2005) Communication from the Commission of 7 December 2005 – Biomass Action Plan [COM(2005) 628 final – Official Journal C 49 of 28.02.2005].

EU (2005) Europese Commissie Groenboek inzake energie-efficiëntie. Meer doen met minder, Luxembur: Bureau voor officiële publicaties der Europese Gemeenschappen, 2005.

EU (2006) Commission Communication of 8 February 2006 entitled "An EU Strategy for Biofuels" [COM(2006) 34 final - Official Journal C 67 of 18 March 2006].

EU (2006) Groenboek van de Commissie van 8 maart 2006, "Een Europese strategie voor duurzame, concurrerende en continue geleverde energie voor Europa" [COM(2006) 105 def. - Niet verschenen in het Publicatieblad].

EU (2006) Richtlijn 2006/32/EG van het Europees Parlement en de Raad van 5 april 2006 betreffende energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten en houdende intrekking van Richtlijn 93/76/EEG van de Raad [Publicatieblad L 114 van 27.4.2006].

EU (2007) Mededeling van de Commissie aan de Europese Raad en het Europees Parlement van 10 januari 2007 - Een energiebeleid voor Europa [COM(2007) 1 def. - Niet in het Publicatieblad verschenen].

EU (2007) Mededeling van de Commissie aan de Raad en het Europees Parlement van 10 januari 2007 - "Routekaart voor hernieuwbare energie - Hernieuwbare energiebronnen in de 21ste eeuw: een duurzamere toekomst opbouwen" [COM(2006) 848 - Niet verschenen in het Publicatieblad].

EU (2008) Communication from the Commission of 13 November 2008 - Energy efficiency: delivering the 20% target [COM(2008) 772 - Not published in the Official Journal].

EU (2008) Communication from the Commission to the European parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - Second Strategic Energy Review: an EU energy security and solidarity action plan [COM (2008) 781 final – Not published in the Official Journal].

EU (2008) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions of 13 November 2008 – 'Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond' [COM(2008) 768 final – Not published in the Official Journal].

EU (2008) Green Paper - Towards a secure, sustainable and competitive European energy network. [COM(2008) 782 final - Not published in the Official Journal].

EU (2009) Council Directive 2009/119/EC of 14 September 2009 imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products

EU (2009) Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC (Text with EEA relevance).

EU (2009) Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC (Text with EEA relevance).

EU (2009) Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC (Text with EEA relevance).

EU (2009) Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators

EU Richtlijn 2006/32/EG van het Europees Parlement en de Raad van 5 april 2006 betreffende energie-efficiëntie bij het eindgebruik en energiediensten en houdende intrekking van Richtlijn 93/76/EG van de Raad, L 114/64.

EURATOM (2008) Annual Report 2007, EURATOM Supply Agency, Luxembourg.

EurObserv'ER (2007) Biofuels barometer. 5.38 Mtoe consumed in 2006 in the EU. Systèmes Solaires 176, <http://www.energies-renouvelables.org>

European Biodiesel Board (2007) Statistics, <http://www.ebb-eu.org/stats.php>

European Environment Agency (2001) Environmental signals 2001, Copenhagen, 2001.

Eurostat Energiestatistieken. Raadpleegbaar op <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/introduction>

Eurostat (2003) Combined Heat and Power (CHP) Plant Statistics in the EU in 2000.

Everaert J., K. Devos, E. Kuijcken (2002) Windturbines en Volgels in Vlaanderen, Instituut voor het natuurbehoud, Brussel, 2002.

EWEA (2005) Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations, december 2005.

Eyckmans J., Perpermans G. (2003) Is er een toekomst voor kernenergie in België? Center for economic studies, KUL, working paper series 2003-13, Leuven.

FEPEG (2010), Jaarverslag 2009, Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven, Brussel. Zie ook voorgaande jaarverslagen (tot 2005) Raadpleegbaar op [www.fepeg.be](http://www.fepeg.be)

FEPEG (2010), Overview of Net Installed Capacity, Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven, Brussel, 06.08.2010.

FED (2010) Belgium: National Renewable Energy Action Plan pursuant to Directive 2009/28/EC. Federal-Regional energy Consultation Group CONCERE-ENOVER, November 2010.

Fernagut B., Gabriëls P., Lauwers L., Buysse J., Harmingie O., Henry de Frahan B., Polomé P., Van Huylenbroeck G. & Van Meensel J. (2004) Mogelijke gevolgen van de suikerhervorming voor de Belgische bietenplanters. Brussel, Centrum voor Landbouweconomie, Publicatie 1.12, 51p. <http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/publicaties/cle/113.html>

Figas (2003a) Statistisch jaarboek 2002.

Figas (2003b) Jaarverslag, oktober 2003.

Figas (2004a) Aardgas informatieblad FIGAS/KVBG, april 2004.

Figas (2004b) Aardgas informatieblad FIGAS/KVBG, juli 2004.

Fluxys (2005) De ondergrondse aardgasopslag in Loenhout, Brochure, Brussel.

Fluxys (2009) Zeebrugge : kloppend hart van de Europese gasstromen, Brochure, Brussel.

Fluxys (2010a) België als aardgasdraaischijf voor Noordwest-Europa: de weg vooruit, Brochure, Brussel.

Fluxys (2010b) Jaarlijks financieel verslag 2009, Brussel. Zie ook voorgaande jaarverslagen (tot 2001). Downloadbaar op [www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

FNR (2007) Verbreitung Tankstellen. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Nieuwsbericht 11/09/2007, <http://www.bio-kraftstoffe.info/cms35/index.php?id=848&0=> Garcia Ciudad V., Mathijs E., Nevens F. & Reheul D. (2003) Energiegewassen in de Vlaamse Landbouwsector. Stedula, publicatie 1. <http://www.kuleuven.ac.be/stedula/nl/publicaties/publicatie1.pdf>

GEMIX (2009) Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030? Rapport van de GEMIX commissie opgericht door de federale regering.

Global Insight (2003) Comparison of Belgian City-Gate and End-User Prices with Four Neighbouring Countries, Report for the Commission de Regulation de l'Electricité et du Gas (CREG) Report - 17 december 2003.

Goerten J. and Clement E. (2006) Gas prices for households and industry on 1st July 2005, Statistics in focus Environment and Energy 4/2006, Eurostat., Luxembourg, 2006. Raadpleegbaar op [www.europa.eu.int/comm/eurostat/](http://www.europa.eu.int/comm/eurostat/)

- Govaerts L., Pelkmans L., Dooms G., Hamelinck C., Geurds M., De Vlieger I., Schrooten L., Ooms K., Timmermans V. (2006) Potentieelstudie biobrandstoffen in Vlaanderen. Studie uitgevoerd in opdracht van ANRE en ALT, VITO & 3E, Mol, 332 p.
- Gusbin D., Kegels C., Vandenhove P., Van der Linden J. en Van Overbeke M. (2003) Network industries in Belgium. Economic significance and reform, Working paper 1-03, Federal Planning Bureau, Brussels, January 2003.
- Halliday David, Resnick Robert and Walker Jearl (2005), Fundamentals of Physics, Extended 7th Edition, John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 2005.
- Hashimoto T., Sakamoto K. Ishii H. Fujii T. and Koyama Y. (2010) Commercialization of Clean Coal Technology with CO<sub>2</sub> recovery, in: Mitsubishi Heavy Industries Technical Review, Vol. 47, N° 1, March 2010.
- Hobson A. (2003) Physics literacy, energy and the environment, in: Physics Education, 38 (2), 2003.
- Hoeijmakers M.J. (1999) Elektrische omzettingen, Delft University Press, Delft, 1999.
- Hoge Raad van Financiën (2009) Het belastingbeleid en het leefmilieu, Brussel, september 2009.
- Holgate S.T., Samet J.M, Koren H.S., Maynard R.L. (1999) Air pollution and health, Academic Press, Londen, UK.
- Hunt S. (2007). Trends in biofuels policy developments and worldwide markets. IEFC 07, Papenburg.
- I.V.V.O. (2002) Projectvoorstelling compostering, Mechelen, 11 maart 2002.
- IAEA (1999) Near surface disposal of radioactive waste, IAEA Safety Requirements, IAEA Safety Standard Series No. WS-R-1, Vienna.
- IAEA (2010) PRIS database (Power Reactor Information System), <http://www.iaea.org/programmes/a2/> Vienna.
- ICRP (1991) 1990 recommendations of the International Commission on Radiological Protection, Publication 60, Ann. ICRP 21.
- ICRP (2000) Radiation protection recommendations as applied to the disposal of long-lived solid radioactive waste, Publication 81, Ann. ICRP 28.
- ICRP (2007) The 2007 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection, Publication 103, Ann. ICRP 37.
- ICRP International Commission on Radiological Protection (1991) 1990 recommendations of the ICRP, Publication 60, Ann. ICRP 21.
- IEA (2004) Renewables information 2003 edition, Paris.
- IEA (2006) Energy Policies of IEA Countries: Belgium 2005, International Energy Agency. OECD Publishing, Paris, 23.03.2006.
- IEA (2007) Biomass for Power Generation and CHP, IEA Energy Technology Essentials ETE03, Paris, January 2007. [www.iea.org](http://www.iea.org)
- IEA (2008) Combined Heat and Power Evaluating the benefits of greater global investment, IEA Publications, Paris, February 2008.
- IEA (2009) Bioenergy – A sustainable and reliable energy source A review of status and prospects, IEA Bioenergy, Whakarewarewa, Rotorua, New Zealand. [www.ieabioenergy.com](http://www.ieabioenergy.com)
- IEA (2010) Projected Costs of Generating Electricity – 2010 Edition, OECD Publishing, Paris, 01.04.2010, 216 p.
- IMJV, Integrale Milieujaarverslagen, 2005-2006-2007, meer informatie op <http://www.imjv.milieuinformatie.be>
- Informazout (2003) Persdossier, Brussel, Februari 2003.
- INFRAS/IWW (2000) External Costs of Transport, Study for the International Union of Railways, Paris.
- IST (2009) Biobrandstoffen van de eerste, de tweede en de derde generatie, Instituut Samenleving & Technologie, Brussel, Juni 2009
- Katsouyanni K., G. Touloumi, C. Spix, J. Schwartz, F Balducci, S. Medina, G. Rossi, B. Wotjtyniak, J. Sunyer, L. Bacharova, JP. Schouten, A. Ponka, HR. Anderson (1997) "Short term effects of ambient sulphur dioxide and particulate matter on mortality in 12 european cities: results from time series data from the APHEA project." BMJ 314, 1658-1663.
- KEMA (2005) Review of European Electricity Prices, on behalf of Eurelectric, Final report, KEMA consulting GmbH, Bonn, november 2005.
- Kloosterman J.L. (2006) Overzicht van nieuwe kerncentrales, PNR-131-2006-003 / Rev 1, TU-Delft, september 2006.



- Kooijman H.J.T. en van Sambeek E.J.W. (2003) Kosten duurzame elektriciteit. Windenergie op land, ECN-C-03—074/A, augustus 2003.
- Kooijman H.J.T. en van Sambeek E.J.W. (2003) Kosten duurzame elektriciteit. Windenergie op zee, ECN-C-03—074/B, augustus 2003.
- Kretzschmar J. G. (2002) Energieverbruik en CO<sub>2</sub>-emissies in België/Vlaanderen, in: Leefmilieu, Jaargang 25, september-oktober 2002, p. 145-155.
- Kroon P. (2005) Klimaatbeleid in andere EU-landen Een verkenning, ECN-C--05-075, ECN, Petten, Augustus 2005.
- LaHerrere Jean (2001) Estimates of Oil Reserves, paper presented at the EMF/IEA/IEW meeting IIASA, Laxenburg, Austria, June 19, 2001.
- Laherrere Jean (2006) Oil and gas: what future?, ASPO (Association for the Study of Peak Oil & gas) & ASPO France, Groningen annual Energy Convention, 21 November 2006.
- Lako P. & Kets A. (2005) Resources and future availability of energy sources: a quick scan. Juni 2005. ECN-C--05-020.
- Lamont J. L., Lambrechts Y., Baert J., Chow T.T., Campens V., Cloet B., De Boever J., Demeyere A., De Schryver J., Desimpelaere P., De Temmerman L., Fernagut B., Holmstock K, Lysens L., Van Laecke K., Windey S. (2005) Koolzaad, van zaad tot olie. Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap, Beleidsdomein Landbouw en Visserij, Brussel, [http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/downloads/plant/koolzaad\\_van\\_zaad\\_tot\\_olie.pdf](http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/downloads/plant/koolzaad_van_zaad_tot_olie.pdf)
- Lamont J.L. & Lambrechts Y. (2005) Koolzaad, het nieuwe goud? Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap, ABKL, Afdeling Voorlichting Granen, Eiwitrijke en Oliehoudende Gewassen. <http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/downloads/plant/koolzaad.pdf>
- Lemmens B. (2011) Productie van hoogwaardige componenten uit afvalwater en rookgassen met algen. Kluwer – MilieuTechnologie, februari 2011, nr. 2 jaargang 18.
- Leroy J. (2002) Liberalisering energie niet neutraal voor gemeenten, in: De Gemeente, juni/juli 2002.
- Liekens J. (2003) Evolutie van de Vlaamse WKK-markt in 2002, in: Nieuwsbrief Cogen Vlaanderen, Jaargang 5, Nummer 1, p. 18-20.
- Liekens J., Aernouts K., Jaspers K., en Daems T. (2005) WKK-inventaris Vlaanderen 2004, VITO, juni 2005. Beschikbaar via: <http://www.cogenvlaanderen.be>
- Löffler P. (2005) What Outlook for CHP in Europe? Emerging Markets, EU Policies and the Role of Member States, "Cogen-Clean, Clever, Competitive". COGEN Europe Annual Conference Brussels, 11 March 2005.
- Maes R. (2001) Groene stroom uit huishoudelijk afval: praktijkervaring en toekomstplannen, Wommelgem, mei 2001.
- Magnette (2010) Persbericht naar aanleiding van ondertekening *North Seas Countries Offshore Grid Initiative*. 3 december 2010, <http://magnette.fgov.be>
- Marivoet J., Weetjens E. (2006) Impact of advanced fuel cycles on geological disposal in a clay formation, Proc. 11th IHLRWM conference, Las Vegas, 30 april – 4 mei 2006.
- Marivoet J., Weetjens E. (2009) The importance of mobile fission products for long-term safety in the case of disposal of vitrified high-level waste and spent fuel in a clay formation, Proc. Int. Workshop MOFAP2007, La Baule, 16-19 January 2007. NEA/OECD, Paris, pp. 31-42.
- MBO (2004) Milieubeleidsvereenkomst betreffende de vermindering van SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies afkomstig van installaties van elektriciteitsproducenten (BS 01.07.04).
- Mermuys K., Ghekiere G. (2006) Boeren worden energietelers. Provinciaal Onderzoeks- en Voorlichtingscentrum, Rumbeke-Beitem, 18 p.
- Mertens D. (2004a) Certificaten in alle vormen en kleuren ..., in: Nieuwsbrief Cogen Vlaanderen, Jaargang 4, nummer 1, pp. 14-23.
- Mertens D. (2004b) Officieel startschot gegeven voor de bouw van een grote WKK, in: Nieuwsbrief Cogen Vlaanderen, Jaargang 4, nummer 2, pp. 18-19.
- MEZ Jaarlijkse petroleumbalansen van het Ministerie van Economische Zaken, Bestuur Energie.
- Minaraad (2006) Advies van 7 september 2006 over het voorontwerp van besluit van de Vlaamse Regering inzake de openbaredienstverplichtingen ter bevordering van het rationeel energiegebruik.
- Minaraad (2007) Advies 25 oktober '07 De herziening van het Europees systeem van verhandelbare broeikasgasemissierechten, Brussel.

- Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap – ANRE (2005) Vergelijkende studie van de industriële gebruikerskosten voor elektriciteit in Vlaanderen, Nederland, Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk, R050120/AP/eo, Brussel, januari 2005.
- Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap - ANRE, Buelens W. (2004) Duurzaam wonen in Vlaanderen – energie, presentatie, 29 april 2004.
- Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap – LIN (2001), Departement voor Leefmilieu en Infrastructuur, Een eeuw steenkool in Vlaanderen. Mijnpatrimonium Scharniernota 2001, Brussel, juni 2001.
- Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap (2004a) Emissiereductieprogramma voor het Vlaamse Gewest voor de pollutanten SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, VOS en NH<sub>3</sub> in het kader van richtlijn 2001/81/EG, Brussel, maart 2004.
- Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap (2004b) Voortgangsrapport 2004 bij het Vlaams klimaatbeleidsplan, 2 juni 2004.
- Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap (2004c) Windenergie in Vlaanderen. Beleid – Wetgeving – Financiering, Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie, Brussel, 2004.
- MIRA (2009a) Milieuverkenning 2030, 11 december 2009, VMM. Beschikbaar op <http://www.milieurapport.be/nl/publicaties/milieuverkenning-2030/>
- MIRA (2009b) Energie en klimaatscenario's voor de sectoren energie en industrie. Wetenschappelijk rapport bij de Milieuverkenning 2030, december 2009, VMM. Beschikbaar op <http://www.milieurapport.be/nl/publicaties/milieuverkenning-2030/hoofdstuk-7/>
- Morthorst Poul Erik and Chandler Hugo (2004) The cost of wind power The facts within the fiction, in: Renewable Energy World, July-August 2004, pp. 126-137.
- NEHAP (2003) Belgisch nationaal milieu-gezondheidsplan 2004-2010.
- Ness Harvey M., Soung S. Kim and Massood Ramezan (1999) Status of Advanced Coal-Fired Power Generation Technology Development in the U.S., 13th U.S./Korea Joint Workshop on Energy & Environment, September 1999.
- Neyens J., N. Devriendt, W. Nijs, L. Dewilde, G. Dooms (2004), Is er plaats voor hernieuwbare energie in Vlaanderen ?, studie in opdracht van het viWTA, Brussel, december 2004.
- Neyens Jo (2006), Is er plaats voor hernieuwbare energie in Vlaanderen ? , in : UVV-info, jan-feb 2006, pp. 22-25.
- Nijs W., Lodewijks P. en Laes E. (2011) Schadekosten van huidige en toekomstige elektriciteitsproductie in Vlaanderen - Schadekosten en inschatting aandeel externe kosten. Studie uitgevoerd in het kader van MIRA en in opdracht van de Vlaamse Milieumaatschappij, maart 2011. Beschikbaar op <http://www.milieurapport.be/nl/feitencijfers/MIRA-T/sectoren/energiesector/>
- NIRAS (2010) Persoonlijke communicatie met P. De Preter, Brussel.
- NIRAS Afvalplan (2010) Ontwerp van Afvalplan voor het beheer op lange termijn van hoogactief en/of langlevend afval.
- ODE (1997) De mogelijkheden en belemmeringen voor hernieuwbare energie in Vlaanderen, Leuven, september 1997.
- ODE (2003a) Nieuwsbrief Duurzame Energie, Jaargang 7, nummer 1, April 2003.
- ODE (2003b) Nieuwsbrief Duurzame Energie, Jaargang 7, nummer 4, December 2003.
- ODE (2010) Study national renewable energy source industry roadmap Belgium, EDORA, februari 2010
- OECD (2002) Uranium 2001: Resources, Production et demande. Nuclear Energy Agency / International Atomic Energy Agency. On-line beschikbaar op: <http://www1.oecd.org/publications/e-book/6602111E.pdf>
- OECD (2004) Biomass and Agriculture: Sustainability, markets and policies. OECD Publishing, Paris, 13.09.2004. <http://webdomino1.oecd.org/comnet/agr/BiomassAg.nsf>
- OVAM (2004) Nota “behandeling van GSC dossiers restafvalverbranding en WKK-certificaten dossiers”, schriftelijke mededeling L. Umans, N. Vanaken, 17 juni 2004
- OVAM (2004) Tarieven en capaciteiten voor storten en verbranden. Actualisatie tot 2002, evolutie en prognoses. Mechelen, februari 2004.
- OVAM (2007) Uitvoeringsplan Milieuverantwoord Beheer van Huishoudelijke Afvalstoffen, Openbaar onderzoek 11.09.2007 tot 10.10.2007
- OVAM (2008) Sorteeraanlyse-onderzoek huisvuil 2006, december 2008.
- OVAM (2010) Inventarisatie biomassa 2007-2008 (deel 2009) met potentieel 2020, april 2010

- Palmers G., Dooms G., Shaw S., Sheuren C., André P., Neyens J., De Stexhe F. and Martin J. (2004); Renewable Energy Evolution in Belgium 1974-2025, Belgian Science Policy, Brussels, June 2004.
- Pepermans G. en S. Proost (2003) Doelstellingen van de Vlaamse overheid inzake energiebeleid Verslag van taak 2 van het Project PBO98/KUL/22, getiteld Op zoek naar een nieuw winstmechanisme voor de elektriciteitsdistributie in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt, EI/Ct/00-02/FIN, KU-Leuven Energie-Instituut, 25 oktober 2002.
- Pepermans G., Proost S., Gysen M. and D'Haeseleer W. (1999) Kyoto and the Reduction of Greenhouse Gas Emissions, EI/St/01.2/FIN, K.U.Leuven Energie Instituut, Leuven.
- Perko T., Turcanu C., Schröder J., Carlé B. (2010) Risk perception of the Belgian population: results of a public opinion survey in 2009, Open report of SCK, BLG-1070, Mol.
- Pfeiffer A.E. en de Lange T.J. (2003) Kosten duurzame elektriciteit. Afvalverbrandingsinstallaties, ECN-C—03-074/E, augustus 2003.
- Pidgeon N.F., Beattie J. (1998) The psychology of risk and uncertainty. In "Handbook of Environmental Risk Assessment and Management" P. Calow Ed. Blackwell Science 3820 Ltd., Oxford, UK.
- PW&C (2005) Biofuels and other renewable fuels for transport. Final Report of the Study on the transposition and implementation of Directive 2003/30/EC on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport. Price, Waterhouse & Coopers. <http://www.klimaat.be/nl/biobrandstoffenstudie.html>
- RDC (2005) Energiebalans en balans van de uitstoot van broeikasgassen tijdens de volledige levenscyclus van aardgas en stookolie als brandstof voor huishoudelijke verwarming, RDC-Brussels Environmental Consultants, Brussel, juni 2004 update februari 2005.
- Royal Academy of Engineering (The) (2004) The Costs of Generating Electricity, London, March 2004.
- Ryckaert Y., Holmstock K., Chow T.T. (2006) Landbouw & Energie. Vlaamse Overheid, Beleidsdomein Landbouw en Visserij, Brussel, 71 p., [http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/downloads/landbouw\\_en\\_energie.pdf](http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/downloads/landbouw_en_energie.pdf)
- Scientific American (2006) Laatste kans voor het klimaat, nummer 6, 2006, pp. 16-25.
- SEC(2005) 1537 Annex to the Biomass action plan. Impact assessment. Commission staff working document, Commission of the European Communities, Brussels, [http://ec.europa.eu/energy/res/biomass\\_action\\_plan/doc/sec\\_2005\\_1573\\_impact\\_assessment\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/res/biomass_action_plan/doc/sec_2005_1573_impact_assessment_en.pdf)
- SEC(2006) 1719 Accompanying document to the Renewable Energy Road Map. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future. Impact assessment. Commission staff working document, Commission of the European Communities, Brussels, [http://ec.europa.eu/energy/energy\\_policy/doc/05\\_renewable\\_energy\\_roadmap\\_full\\_impact\\_assessment\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/05_renewable_energy_roadmap_full_impact_assessment_en.pdf)
- SEC(2006) 1721 Accompanying document to the Biofuels Progress Report. Report on the progress made in the use of biofuels and other renewable fuels in the Member States of the European Union. Commission staff working document, Commission of the European Communities, Brussels, [http://ec.europa.eu/energy/energy\\_policy/doc/08\\_biofuels\\_progress\\_report\\_annex\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/08_biofuels_progress_report_annex_en.pdf)
- Senternovem (2005) Op (de) weg met pure plantenolie? Report 2GAVE-05.05. Raadpleegbaar op [www.novem.nl/default.asp?documentid=150167](http://www.novem.nl/default.asp?documentid=150167)
- SERV (2005) Aanbeveling Benchmarking elektriciteitskosten Vaststellingen en aanbevelingen, Brussel, 15 juni 2005.
- SERV (2006) Advies Besluit REG-openbare dienstverplichtingen Resultaats- en actieverplichtingen netbeheerders, AB/20060913\_Advies\_REG\_ODV, Brussel, 13 september 2006.
- Sinke W. (2003) Fotovoltaïsche conversie – theorie en praktijk, zin en onzin van zonnecelrendement, in: Energiebronnen – uitdagingen voor fysici, Koninklijke Nederlandse Akademie van Wetenschappen, Amsterdam, 2003.
- Sinke, W. C. (2001) Veelgestelde vragen over zonne-energie, ECN Zonne-energie, oktober 2001.
- Smil Vaclav (2000) Energies: An Illustrated Guide to the Biosphere and Civilization, MIT Press.
- Synatom (2007) Jaarverslag 2006,
- Synergrid (2007) Energienetten ten dienste van de samenleving, brochure, Brussel.
- Synergrid (2010) Aardgasstromen in België.
- Synergrid (2010) Transmissie- en distributienetten aardgas (technische gegevens, investeringen en varia)
- The Royal Academy of Engineering (2004) The Costs of Generating Electricity, London, March 2004.
- Tocellini P., Long N. and Judkoff R. (2003) Consumptive Water Use for U.S. Power Production, NREL/TP-550-33905, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, december 2003.



- Torfs R. (1999) Overzicht van de elektronucleaire industrie: geactualiseerde cijfers 1998, VITO, Mol.
- Torfs R., De Nocker L., Schrooten L., Aernouts K. en Liekens I. (2005) Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen. VITO in opdracht van MIRA, VMM, [www.milieurapport.be](http://www.milieurapport.be)
- Total (2007) Total in België De energie van een grote groep in het hart van Europa, Brochure, januari 2007.
- UNSCEAR (2000) Sources and effects of ionizing radiation, Publication No. E.00.IX.3, United Nations, New York.
- USEA (1996) Handbook of Climate Change Mitigation Options for Developing Country Utilities and Regulatory Agencies, U.S. Agency for International Development and the U.S. Energy Association, Washington DC, 1999.
- ValBiom (2007) Etat des biocarburants en Belgique et propositions ValBiom. Valorisation de la Biomasse asbl, Gembloux, <http://www.valbiom.be>
- van den Berg A.J., Boot P.A. (red), Dykstra M.J. (red), Kool J.T.C., Schoustra T.M.P en Wieleman F.G.M.: Van wereldmarkt tot eindverbruiker Energieprijzen voor de periode tot 2015, Directoraat-Generaal voor Energie (DGE), s.l., s.d.
- van der Molen S. (2003) Fysische uitdagingen van en in brandstofcellen, in: Energiebronnen – uitdagingen voor fysici, Koninklijke Nederlandse Akademie van Wetenschappen, Amsterdam, 2003.
- Van Liere, J. and A. Heertje, eds. (1997) Van Megawatt naar Ecowatt - een nieuwe visie op energiebeleid, KEMA, Arnhem, 1997.
- Van Nifferik G. (2011) Flanders Electricity from the Sea: Belgisch onderzoek golflagenenergie uit Noordzee. Civiele Techniek, nummer 1/2 2011, p. 14-15.
- Van Thuijl (2002) Grootschalige toepassing van biobrandstoffen in wegvoertuigen. Een transitie naar emissiearm vervoer in Nederland. Energieonderzoek Centrum Nederland-I-02-008. <http://www.ecn.nl/library/reports/2002/i02008.html>
- Vandaele L. (2003) Hernieuwbare energie in Vlaanderen, presentatie 75 jaar KVIV, Brugge, 10 juni 2003.
- VEA (2006) Energiegebruik in huishoudens in Vlaanderen, Resultaten enquête 2005, uitgevoerd door Significant Marketing Research, 2006.
- VEA (2011) Nieuwsbrief Milieuvriendelijke Energieproductie. Nieuwsbrief nr. 18, 4 febr. 2011 op [www.energiesparen.be](http://www.energiesparen.be).
- Verbruggen A. (2003) CHP without Mystery, Antwerpen, march 2003.
- VITO (2001) Informatiepakket Warmtekrachtkoppeling, Mol, augustus 2001.
- VITO (2002) BBT-studie 'Stookinstallaties en stationaire motoren', Mol, mei 2002.
- VITO (2003a) Liekens J., WKK met motoren en turbines in Vlaanderen: stand van zaken 2002.
- VITO (2003b) Theunis J., Joul H. en Van Rompaey H., Vlaamse koolstofbalans voor het niet-energetisch verbruik, Mol, november 2003.
- VITO (2004) Aernouts K. en Jespers K., Energiebalans Vlaanderen 2002: Onafhankelijke methode, Mol, augustus 2004 (ook <http://www.emis.VITO.be>).
- VITO (2005) Prognoses voor hernieuwbare energie en WKK tot 2020. Studie uitgevoerd in opdracht van ANRE.
- VITO (2009a) Potentieel groene warmte en koude uit ondergrondse geothermische energiesystemen in Vlaanderen, Mol, april 2009
- VITO (2009b) Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020, Mol, Oktober 2009
- VITO (2010a) Energiebalans Vlaanderen 2008 en Energiebalans Vlaanderen 2009: voorlopige schatting
- VITO (2010b) Inventaris duurzame energie in vlaanderen, Mol, September 2010/Februari 2011.
- VITO (2010c) WKK-inventaris in Vlaanderen 2009, Mol, September 2010.
- VITO (2010d), Potentieel groene warmte uit lucht warmtepompen in Vlaanderen, Mol, juni 2010
- viWTA (2004) Kernenergie en maatschappelijk debat, SCK (E. Laes, G. Meskens en G. Eggermont) en VUB (L. Chayapathi), rapport in opdracht van het Vlaams Instituut voor Wetenschappelijk en Technologisch Aspectenonderzoek van het Vlaams Parlement, Brussel.
- Vlaanderen (2003) Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap (2003) Maak uw huis energiezuinig en betaal minder belastingen, brochure, Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie, Brussel, 2003.
- Vlaanderen (2006a) Vlaams minister van Openbare Werken, Energie, Leefmilieu en Natuur (2006): Het klimaat verandert. U ook? Vlaams Klimaatbeleidsplan 2006-2012, Brussel, oktober 2006.

Vlaanderen (2006b) Vlaamse Overheid (2006) Actieplan 2006-2010 energiezorg in de Vlaamse overheidsgebouwen, goedgekeurd door de Vlaamse regering 20/07/2006. Vlaanderen (2006) Ontwerp van Vlaams toewijzingsplan CO2-emissierechten 2008-2012, goedgekeurd door de Vlaamse regering op do. 20 juli 2006.

Vlaanderen (2010a) Vlaamse overheid Hoe biobased is de Vlaamse economie, 1 juli 2010.

Vlaanderen (2010b) Voortgangsrapport 2009 van het Vlaams Klimaatbeleidsplan 2006 – 2012 (VORA09), Brussel, 23 juli 2010, 126 p. Vlaanderen (2010c), Vlaams minister van Energie, Wonen, Steden en Sociale Economie, Beleidsbrief Energie 2010-2011, Brussel, oktober 2010.

VLAREA (2003) Besluit van de Vlaamse regering van 5 december 2003 tot vaststelling van het Vlaams reglement inzake afvalvoorkoming en -beheer.

VOKA (2006) Elektriciteit nu en in de toekomst Strategisch product voor burgers en bedrijven, Voka-studie 04, Vlaams Economisch Verbond, s.l., juni 2006.

Voorspoels K. and D'haeseleer W. (2002) The evaluation of small cogeneration for residential heating, International Journal of Energy Research, Volume 26, Issue 13, 2002.

Voorspoels K. and D'haeseleer W. (2003) The impact of cogeneration in a given energetic context, IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 18, Number 1, 2003.

VREG (2004a) Rapport van de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt van 2 juni 2004 met betrekking tot het systeem van groenestroomcertificaten voor de leveringen in het kalenderjaar 2003, RAPP-2004-8, Brussel, 22 juni 2004.

VREG (2006a) Rapport van de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt van 16 mei 2006 met betrekking tot het systeem van groenestroomcertificaten voor de leveringen in het kalenderjaar 2005, RAPP-2006-4, Brussel, 2006.

VREG (2006b) Rapport van de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt van 16 mei 2006 met betrekking tot het systeem van warmtekrachtcertificaten voor de leveringen in het kalenderjaar 2005, RAPP-2006-5, Brussel, 2006.

VREG (2010a) De oorsprong van de in 2009 geleverde elektriciteit in Vlaanderen (brandstofmix), Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, Brussel, 04.05.2010.

VREG (2010b) Marktrapport 2009, Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, Brussel, 27.05.2010.

VREG (2010c) Marktmonitor 2010, Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, Brussel, 28.10.2010.

VREG (2010d) Investeringsplannen 2011-2013 van de aardgasnetbeheerders in het Vlaamse Gewest, Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, Brussel, 05.11.2010.

VREG (2010e) Investeringsplannen 2011-2013 van de elektriciteitsnetbeheerders in het Vlaamse Gewest, Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, Brussel, 05.11.2010.

VREG (2011) Productie-installaties in Vlaanderen waarvoor groenestroomcertificaten worden toegekend - Aantal uitgereikte groenestroomcertificaten. Brussel, 05.04.2011.

VROM (2006) "Randvoorwaarden voor nieuwe kerncentrales", Notitie over de randvoorwaarden met betrekking tot de aanvaardbaarheid van nieuwe kerncentrales in Nederland.

Westra Mark Tiele (2005) Energie, motor van jouw wereld, FOM – Instituut voor Plasmafysica, Rijnhuizen, te Nieuwegein, december 2005.

WHO (2004) Health aspects of air pollution with particulate matter, ozone and nitrogen dioxide, WHO Regional Office for Europe, Copenhagen, Denmark.

Wolfson Richard S. (2006) Essential University Physics, Pearson Education, San Francisco, 2006.

WWF (2003) Progress report on the implementation of the European renewables Directive, WWF European Policy Office, Brussels, 2003.

## Lijst met relevante websites

*Zie ook naar de hyperlinks aangebracht in de tekst.*

Aspiravi: [www.aspiravi.be](http://www.aspiravi.be)

Belgian science policy: [www.belspo.be](http://www.belspo.be)

Belgische petroleumfederatie: <http://www.petrofed.be>

Benchmarking convenant: [www.benchmarking.be](http://www.benchmarking.be)

Benchmarking convenant: [www.benchmarking.be](http://www.benchmarking.be)

BFE (Beroepsfederatie van de elektriciteitssector) : [www.bfe-fpe.be](http://www.bfe-fpe.be)

BIOGAS E: [www.biogas-e.be](http://www.biogas-e.be)

BPF (Belgische petroleumfederatie): [www.petrolfed.be](http://www.petrolfed.be)

BPF (Belgische petroleumfederatie): [www.petrolfed.be](http://www.petrolfed.be)

BRAFCO (Belgische Federatie der Brandstoffenhandelaars): [www.brafco.be](http://www.brafco.be)

CCEG (Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas): [www.cceg.be](http://www.cceg.be)

Cogen Vlaanderen: [www.cogenvlaanderen.be](http://www.cogenvlaanderen.be)

Cogen: [www.cogenvlaanderen.be](http://www.cogenvlaanderen.be)

C-Power: [www.c-power.be](http://www.c-power.be)

CREG (Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas): [www.creg.be](http://www.creg.be)

CREG (Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas): [www.creg.be](http://www.creg.be)

Distrigas: [www.distrigas.be](http://www.distrigas.be)

Econcern: [www.econcern.be](http://www.econcern.be)

Ecopower: [www.ecopower.be](http://www.ecopower.be)

Electrabel: [www.electrabel.be](http://www.electrabel.be)

Elia (transportnetbeheerder): [www.elia.be](http://www.elia.be)

Energie in België: [www.energie.mineco.fgov.be](http://www.energie.mineco.fgov.be)

Energie in België: [www.energie.mineco.fgov.be](http://www.energie.mineco.fgov.be)

Energiesparen: [www.energiesparen.be](http://www.energiesparen.be)

Europees milieu agentschap: [www.eea.europa.eu](http://www.eea.europa.eu)

Europese Unie – Energie: [europa.eu.int/comm/energy](http://europa.eu.int/comm/energy)

Eurostat: [www.europa.eu.int/comm/eurostat](http://www.europa.eu.int/comm/eurostat)

Federaal Planbureau: [www.plan.be](http://www.plan.be)

Figas (Verbond der Gasnijverheid): [www.gasinfo.be](http://www.gasinfo.be)

Figas (Verbond der Gasnijverheid): [www.gasinfo.be](http://www.gasinfo.be)

Fluxys (Vervoernetbeheerder): [www.fluxys.be](http://www.fluxys.be)

Gedis (Gemengde distributienetbeheerders): [www.gedis.be](http://www.gedis.be)

Greenprices Green energy in Europe: [www.greenprices.com](http://www.greenprices.com)

[http://mineco.fgov.be/energy/biofuels/home\\_nl.htm](http://mineco.fgov.be/energy/biofuels/home_nl.htm)

<http://www.bio-kraftstoffe.info>

<http://www.ebb-eu.org>

<http://www.innovatiesteunpunt.be>

<http://www.meeroverkoolzaad.be>

<http://www.ppo.be>

<http://www2.vlaanderen.be/ned/sites/landbouw/plant/energie.html>

IEA (International Energy Agency): [www.iea.org](http://www.iea.org)

INTER-REGIES (Overkoepelende vereniging van de zuiver openbare elektriciteits-, aardgas- en kabel distributiesector): [www.inter-regies.be](http://www.inter-regies.be)

Luchtverontreiniging in Vlaanderen: [lucht.milieuinfo.be](http://lucht.milieuinfo.be)

Luminus: [www.luminus.be](http://www.luminus.be)

ODE (Organisatie voor Duurzame Energie): [www.ode.be](http://www.ode.be)

Off shore wind algemene info: [www.noordzeecentrale.be/windenergie](http://www.noordzeecentrale.be/windenergie)

Off shore wind lokatie: <http://www.mumm.ac.be>

Ondernemingsconferentie: [www.ondernemingsconferentie.be](http://www.ondernemingsconferentie.be)

Organisatie voor duurzame energie Vlaanderen: [www.ode.be](http://www.ode.be)

SPE (Samenwerkende Vennootschap voor Productie van Elektriciteit): [www.spe.be](http://www.spe.be)

VREG (Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt): [www.vreg.be](http://www.vreg.be)

VREG (Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt): [www.vreg.be](http://www.vreg.be)

VREG (Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt): [www.vreg.be](http://www.vreg.be)

WEC (World Energy Council): [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)

## Auteurs voorgaande MIRA-rapporten

Het huidige MIRA Achtergronddocument Energie is gebaseerd op eerdere MIRA-publicaties en voorgaande versies van dit achtergronddocument. Onderstaande auteurs werkten mee aan die publicaties en/of versies, maar onderschrijven niet noodzakelijk de informatie in deze geactualiseerde versie:

Aviel Verbruggen, STEM, UA

Gilbert Decat, D. Vancolen, H. Vandenberghe, B. Vanhoof, Guido Wouters, VITO

Johan Brouwers, MIRA, VMM

Koen Claes, VITO

Johan Couder, STEM, UA

Kaat Jaspers, Integrale Milieustudies, VITO

Kristien Aernouts, Integrale Milieustudies, VITO

Laurens De Jonghe, UA-STEM

Leo De Nocker, Integrale Milieustudies, VITO

Ils Moorkens, VITO

Luk Umans, Mike Van Acoleyen, Afvalstoffenbeheer, OVAM

Rudi Torfs, Integrale Milieustudies, VITO

Veronik Bongaerts, STEM, UA

Wim Buelens, ANRE (inmiddels VEA)

Mieke Vandemersch, Bruno Fernagut, CLE

Hilde Wustenberghs, Sven Defrijn, Instituut voor Landbouw- en Visserijonderzoek (ILVO)

Michiel Geurds, Johan Liekens, VITO

## MIRA-referenties

MIRA-2: Couder J. (1996) I.2 | Industrie C Petroleumraffinage-sector, Wetenschappelijk verslag Milieu- en natuurrapport Vlaanderen 1996, VMM, Aalst, 1996;

MIRA-2: Decat G., D. Vancolen, H. Vandenberghe, B. Vanhoof, G. Wouters, L. De Jonghe en A. Verbruggen (1996) 1.5 | Energievoorziening, Wetenschappelijk Rapport, Milieu- en natuurrapport Vlaanderen 1996, VMM, Aalst, 1996;

MIRA-T 2001: pp. 67-85;

MIRA-T 2002: pp. 65-76 en pp. 338-339;

MIRA-T 2003: pp. 67-84 en pp. 438-450;

MIRA-T 2004: pp. 83-102 en pp. 411-426;

MIRA-T 2005: pp. 61-78 en pp. 247-262;

MIRA-T 2006 : pp. 46-55 en pp. 227-242;

MIRA-T 2007 : Focusrapport pp. 18-38 & Indicatorrapport pp. 30-35 + 134-150 ;

MIRA-T Indicatorrapport 2008: pp.32-39 + 129-147;

MIRA Indicatorrapport 2010: pp. 31-38 + 133-154.

## Begrippen

Absolute ontkoppeling: zie ontkoppeling.

Absorptie: (chemie) verschijnsel dat een gas of een vloeistof in het volume van een vaste stof of een vloeistof wordt opgenomen en vastgehouden; (natuurkunde) opname van de energie van een fysisch systeem door een ander systeem, bv. absorptie van geluid, absorptie van straling.

Activiteit: aantal desintegraties per tijdseenheid. De eenheid van activiteit is de becquerel (Bq).

Affakkelen: het voeren van afvalgassen door een brander waarin een vlam wordt onderhouden, zodat de brandbare bestanddelen verbranden voordat zij in de lucht terechtkomen.

Afkoppeling: technisch jargon bij waterbeleid, waarmee men wijst op het loskoppelen van afvalwater van het oppervlaktewater of van het regenwater. Afvalwater dat apart wordt ingezameld kan immers efficiënter gezuiverd worden.

Alfastraling ( $\alpha$ -straling): straling bestaande uit alfadeeltjes, dit zijn positief geladen kernen van helium-4.

Becquerel: eenheid van activiteit. 1 becquerel (Bq) = 1 desintegratie per seconde.

Bedrijfsafval: alle afvalstoffen die voortvloeien uit een industriële, ambachtelijke of wetenschappelijke activiteit en de afvalstoffen die daarmee gelijkgesteld worden. Bedrijfsafval omvat dus zowel industrieel afval als afval van handel & diensten.

Benchmarking: het zoeken van de beste technologie door vergelijking met andere installaties én de afspraak om de eigen installatie te verbeteren om de beste technologie te evenaren.

Berging radioactief afval: langetermijnbeheer door isolatie van het radioactief afval van mens en milieu zodat er geen actieve tussenkomst van toekomstige generaties meer nodig is.

Bètastraling ( $\beta$ -straling): straling bestaande uit bètadeeltjes, dit zijn negatief geladen elektronen of positief geladen positronen.

Biochemisch zuurstofverbruik: de hoeveelheid zuurstof per liter verontreinigd water die micro-organismen nodig hebben om de afbreekbare organische stoffen af te breken (biochemische reactie). Standaard wordt de bepaling uitgevoerd bij 20 °C gedurende 5 dagen.

Bitumen (aardhars, asfalt): materiaal o.a. gebruikt om bepaalde types radioactief afval in te sluiten. Dit geldt zowel voor vast als vloeibaar afval, zelfs voor slib afkomstig van de behandeling van radioactieve vloeistoffen.

Blootstelling: de mate waarin de mens of het ecosysteem in contact komt met verontreiniging of verontreinigende stoffen opneemt.

Broeikasgas: gas dat de opwarming van de aarde bevordert. Elk broeikasgas heeft zijn eigen opwarmend effect, relatief t.o.v. CO<sub>2</sub>. Enkele voorname broeikasgassen met hun opwarmend effect of 'global warming potential' (GWP) bv. CO<sub>2</sub> (1), CH<sub>4</sub> (23), N<sub>2</sub>O (296).

Bruto binnenlands energieverbruik (BBE): dit is het totaal primair energieverbruik van een land of regio verminderd met de energie die gebruikt wordt voor de internationale scheepvaart- en luchtvaartbunkers. Het is ook de som van het energieverbruik door alle eindgebruikers enerzijds en de energieverliezen (o.a. door transformatie) en het eigen energieverbruik door de energiesector anderzijds.

Bruto Binnenlands Product voor het Vlaamse Gewest: indicator om de economische welvaart van het Vlaamse Gewest te duiden; het is de som van de bruto toegevoegde waarde (tegen basisprijzen) die wordt geproduceerd in het Vlaamse Gewest gedurende één jaar, vermeerderd met productgebonden belastingen minus productgebonden subsidies.

Bruto toegevoegde waarde: verkoopwaarde van de productie zonder de bedragen die betaald zijn aan andere producenten voor levering van grondstoffen, halffabrikaten en diensten die nodig zijn voor de productie.

Bunkerbrandstoffen: fiscaaltechnische benaming van brandstoffen die geleverd worden aan de internationale lucht- of scheepvaart. Deze brandstoffen worden in feite uitgevoerd. De emissies uit het gebruik van deze brandstoffen worden niet toegekend aan het land dat deze brandstoffen leverde.

Chemisch zuurstofverbruik: hoeveelheid zuurstof die per liter verontreinigd water nodig is om de organische stoffen volledig af te breken (via oxidatie, een chemische reactie).

Cogeneratie: gelijktijdige opwekking van elektriciteit en nuttige warmte.

Conditioneren: behandelen van afvalstoffen, waarbij schadelijke bestanddelen in de afvalstoffen worden omgezet of omgevormd, verwijderd of vastgelegd.

Constante prijs: prijs in een bepaald basisjaar, bv. 1990. Door economische parameters (bv. BBP, bruto toegevoegde waarde, productiewaarde) te berekenen in constante prijzen wordt het effect van inflatie en prijsstommelingen weggewerkt.

Deterministisch effect: gezondheidseffect dat zich pas manifesteert wanneer een bepaalde drempeldosis wordt overschreden. De ernst van het gezondheidseffect neemt toe met de dosis.

Doelstelling: expliciete formulering van wat moet worden gerealiseerd binnen zekere termijnen.

Dosistempo: dosis per eenheid van tijd.

Duurzame ontwikkeling: ontwikkelingsmodel dat voorziet in de behoeften van de huidige generaties, zonder de mogelijkheden van de toekomstige generaties om in hun behoeften te voorzien in het gedrang te brengen.

Eco-efficiëntie: vergelijking van de milieudruk die een sector/regio teweegbrengt (emissies, brongebruik) met een activiteitenindicator van deze sector/regio (productie, volume, bruto toegevoegde waarde ...). Een winst in eco-efficiëntie leidt slechts tot winst voor het milieu wanneer de druk ook in absolute cijfers daalt.

Effectieve dosis: maat voor de gezondheidseffecten te wijten aan ioniserende straling beneden de drempelwaarden voor deterministische effecten. Eenheid van effectieve dosis is de sievert (Sv). Een vaak gebruikt voorvoegsel is milli (mSv of  $10^{-3}$  Sv).

Eigen energiegebruik van de energiesector: deel van de energetische output dat de sector zelf gebruikt bij het omzetten van de ene energievorm naar de andere (bv. de geproduceerde raffinaderijgassen die de raffinaderijen zelf gebruiken om ruwe aardolie om te zetten naar o.a. benzines).

Eindgebruik energiedragers: omvat het gebruik van fossiele brandstoffen als grondstof voor de industrie en het eindgebruik van energie door de verschillende sectoren (huishoudens, industrie, landbouw, transport en handel & diensten). Onder grondstoffen voor industrie valt het gebruik van fossiele brandstoffen voor de productie van kunsstoffen, oliën, ter, kunstmest... Deze producten geven in de gebruiks- en afvalfase eveneens aanleiding tot de uitstoot van broeikasgassen, waaronder CO<sub>2</sub>.

Emissie: uitstoot of lozing van stoffen, golven of andere verschijnselen door bronnen, meestal uitgedrukt als een hoeveelheid per tijdseenheid.

Emissierecht: indien een land een grotere emissiereductie heeft gerealiseerd dan opgelegd, dan kan het overschot verhandeld worden aan landen die hun doelstelling niet halen.

End-of-pipe-techniek: zuiveringstechniek die wordt toegepast aan het einde van de productieketen.

Energie-intensiteit: hoeveelheid bruto binnenlands energiegebruik per eenheid BBP uitgedrukt in constante prijzen van 1990.

Energieprestatienormering: grijpt rechtstreeks in op het energiegebruik door een bovengrens op te leggen aan het jaarlijkse energiegebruik per m<sup>2</sup> woonoppervlakte.

Energieverlies: energie die verloren gaat bij de omzetting van de ene energievorm naar een andere energievorm waarbij de fysische toestand van de energiedrager die men transformeert verandert (bv. warmteverliezen uit de koeltorens bij de omzetting van steenkool naar elektriciteit) en verliezen bij het transport en de distributie.

Fotovoltaïsche elektriciteitsproductie of zonne-energie: de productie van elektriciteit door middel van zonnecellen. Zonnecellen laten toe om energie uit zonnestralen om te zetten in elektriciteit.

Fusie: nucleaire reactie waarbij twee of meer lichte kernen versmelten tot een zwaardere kern.

Gammastraling ( $\gamma$ -straling): hoog-energetische elektromagnetische straling die ontstaat bij de desintegratie van een atoomkern.

Geabsorbeerde dosis: hoeveelheid stralingsenergie afgezet per eenheid van massa. Eenheid van geabsorbeerde dosis is de gray (Gy).

Gevaarlijk afval: afvalstoffen die overeenkomstig Vlarea minstens aan één van volgende eigenschappen voldoen: ontplofbaar, oxiderend, (licht) ontvlambaar, irriterend, schadelijk, giftig, kankerverwekkend, corrosief, infectueus, mutageen en/of ecotoxisch. Ze moeten in speciale inrichtingen verwerkt worden.

GigaWatt-uur: hoeveelheid energie die een installatie met een vermogen van één GigaWatt levert in een uur tijd. Vermenigvuldigd met 3 600 verkrijgt men de energiehoeveelheid in GigaJoule.

Gray: eenheid van geabsorbeerde dosis. 1 gray (Gy) = 1 joule (J) per kg.

Groene stroom: elektriciteit opgewekt door gebruik te maken van hernieuwbare energiebronnen.

Halveringstijd: tijd waarop de activiteit van een radionuclide met de helft vermindert. De halveringstijd is karakteristiek voor een radionuclide.

Hernieuwbare energiebron: energiebron waarvan de gemiddelde jaarlijkse energie-output voor onbepaalde tijd kan worden gehandhaafd.

Hoogcalorisch gas, rijk gas of H-gas: aardgas met een nominale calorische bovenwaarde (CBW) van 41,868 MJ/Nm<sup>3</sup>. Men gebruikt meestal deze aanduiding voor aardgas afkomstig van de Noordzee, Rusland en Algerije.

Ionisatie: proces waarbij een neutraal atoom of neutrale atoomgroep een elektrisch geladen deeltje opneemt of afstoot (vorming van ionen).

Ioniserende straling: straling die in de materie ionisatie veroorzaakt. Voorbeelden van ioniserende straling zijn  $\alpha$ -,  $\beta$ -,  $\gamma$ - en röntgenstraling en neutronen.

Isotopen: atomen van hetzelfde chemisch element (gelijk aantal protonen) maar met verschillende aantallen neutronen in de kern.

K55: isolatienorm. K-waarde gewogen gemiddelde van de warmtedoorgangscoefficienten van de samenstellende bouwonderdelen van de woning. Een lage K-waarde duidt op lage geleidingsverliezen en bijgevolg een goed geïsoleerde woning. Een gemiddelde nieuwbouwwoning in Vlaanderen heeft een K70.

Katalysator: stof gebruikt om chemische reacties tussen andere stoffen te versnellen en die zelf schijnbaar niet aan de reactie deelneemt.

Laagcalorisch gas, arm gas of L-gas: aardgas afkomstig van het gasveld Slochteren in Nederland, en met een nominale calorische bovenwaarde (CBW) van 35,169 MJ/Nm<sup>3</sup> of gas met een gelijkwaardige kwaliteit.

Lage NO<sub>x</sub>-brander: type brander met lage NO<sub>x</sub>-emissies. Het principe is veelal gebaseerd op een verlaging van de verbrandingstemperatuur, vermits stikstofoxiden vooral bij hogere temperaturen worden gevormd.

MegaWatt elektrisch vermogen: eenheid om de capaciteit van een elektriciteitscentrale uit te drukken in termen van elektriciteitsproductie. Het thermische vermogen drukt de capaciteit uit in termen van brandstofgebruik.

MOX: kernbrandstof bestaande uit een mengsel van uranium- en plutoniumoxide.

NACE-BEL: Belgische versie van de activiteitencodering NACE Rev.1, die werd opgesteld door het Bureau voor de Statistiek van de Europese Gemeenschap (Eurostat). De NACE Rev.1 is een herziening van de NACE-1970 (Nomenclature générale des activités économiques dans les Communautés Européennes – Algemene systematische bedrijfsindeling in de Europese Gemeenschap).

Neutron: bouwsteen van de kern, vergelijkbaar met een proton maar zonder lading.

Niet-energetisch eindgebruik van energiedragers: verbruik van energiedragers als grondstof voor het aanmaken van andere producten (bv. aardgas voor kunstmestproductie) of verbruik voor niet-energetische doeleinden (bv. verbruik als smeermiddel).

Nucleaire energie: energie die vrijkomt bij splijting van zware atoomkernen of fusie van lichte atoomkernen wat gepaard gaat met de omzetting van een hoeveelheid massa in energie.

Ontkoppeling: treedt op wanneer de groeisnelheid van een drukindicator lager is dan de groeisnelheid van een economische indicator uitgedrukt in constante prijzen. De ontkoppeling is absoluut als de groei van de drukindicator nul of negatief is. De ontkoppeling is relatief als de groei van de drukindicator positief is, maar minder groot dan die van de economische indicator.

Opslag radioactief afval: stockage van radioactief afval in een installatie (bv. gebouw) met de bedoeling het later te recupereren. Opslag is per definitie een tijdelijke maatregel.

Polycyclische aromatische koolwaterstoffen (PAK's): verzamelnaam van enkele honderden organische stoffen die verschillende benzeenringen als basisstructuur hebben. De meest bekende en tegelijk ook de meest toxische uit de reeks is benzo(a)pyreen.

Primair energiegebruik: bruto energiegebruik; hoeveelheid energie die een geografische entiteit nodig heeft om gedurende de bestudeerde periode aan de vraag naar energie te kunnen voldoen. Het primair energiegebruik is gelijk aan de som van de primaire energieproductie en de netto-invoer van energie.

Primaire energiebesparing: de relatieve besparing van het primair energiegebruik t.o.v. de normale evolutie ervan in een 'business as usual' - scenario. De netbeheerders moeten een primaire energiebesparing realiseren die gelijk is aan 1 % van het aantal kWh dat twee jaar voorheen aan de hoog- en laagspanningsafnemers geleverd werd. Concreet wordt de primaire energiebesparing berekend door de gerealiseerde vermindering in het eindgebruik te vermenigvuldigen met de omzettingfactor 2,5.

Productie-index: conjunctuurindicator die de evolutie van de industriële productie registreert. De productie-index wordt samengesteld door het NIS aan de hand van maandelijkse enquêtes over inputgegevens (inzet van arbeid, energie en grondstoffen) en outputgegevens (productiewaarde, waarde van leveringen, productie in hoeveelheid per product). De enquêtes zijn verplicht voor alle bedrijven met tenminste 10 werknemers of met een omzet van minstens 2,5 miljoen EUR.

Radioactiviteit: fysisch verschijnsel, waarbij onstabiele atoomkernen vervallen. Deze desintegraties gaan gepaard met het uitzenden van ioniserende stralingen.

Radionuclide: een instabiele nuclide (atoomkern) die spontaan ioniserende straling of deeltjes uitzendt, waarbij het element van massa en/of atoomnummer verandert. Er zijn natuurlijke en kunstmatige radionucliden.

Radon: radioactief edelgas uit de natuurlijke uraniumreeks.

Rationeel energiegebruik (REG): het leveren van energiediensten (verlichting, drijfkracht, enz.) met een minimum aan energiegebruik en met de energievorm van de laagste kwaliteit die nog volstaat.

Relatieve ontkoppeling: zie ontkoppeling.

Relighting: omschakeling naar een verlichtingsstelsel met lager energieverbruik door technologische verbeteringen aan de componenten, door regelen van de verlichting of door optimale benutting van passieve verlichting.

Richtlijn (Europese): besluit dat bindend is voor de lidstaten wat betreft een in de richtlijn uitgedrukt te bereiken resultaat. De lidstaten zijn vrij de vorm en middelen te bepalen nodig om aan de richtlijn te voldoen. Bij niet naleving kan de Commissie een procedure inzetten krachtens art. 226 (ex. art. 169).

Röntgenstraling: elektromagnetische straling die ontstaat als elektronen, die zich in een aangeslagen toestand rond een atoomkern bevinden, naar een meer normale toestand terugkeren (X-stralen).

Sievert (Sv): eenheid van effectieve dosis. Maat voor de gezondheidseffecten door ioniserende straling.

Splijtstofcyclus: de verschillende stadia die nodig zijn voor de productie van elektriciteit via kernenergie.

Stochastisch effect: gezondheidseffect waarvan de waarschijnlijkheid van optreden (en niet de ernst ervan) afhangt van de dosis en waarvoor geen drempeldosis bestaat.

Stoom- en gasturbinecentrale (STEG): elektriciteitscentrale met een hoog opwekkingsrendement (> 50 %) dankzij de combinatie van de stoomcyclus en de gasturbine.

Transuranen: chemische elementen met een atoomnummer hoger dan dat van uranium (92).

Vermogen: de hoeveelheid geleverde arbeid per tijdseenheid of het tempo waarin arbeid geleverd wordt. Ook de hoeveelheid (elektrische) energie opgenomen per tijdseenheid (eenheid: Watt).

Vliegas: de fijne as van de verbranding van de afvalstoffen die wordt opgevangen bij de ontstoffing of een andere behandeling van de rookgassen.

Warmtekrachtkoppeling (WKK): gelijktijdige omzetting van een energiestroom in kracht (mechanische energie) en warmte (thermische energie) met nuttige bestemming. Afhankelijk van het proces en de bestemming wordt de warmte op verschillende temperatuurniveaus geleverd. De kracht drijft doorgaans een generator voor elektriciteit aan of soms rechtstreeks een machine (pomp, compressor ...).

Zelfproducent: bedrijf dat naast zijn hoofdactiviteit zelf elektriciteit produceert voor eigen gebruik en eventuele verkoop aan anderen.

Zware metalen: hieronder worden vaak de volgende acht elementen verstaan die door de Derde Noordzeeconferentie als prioritair worden beschouwd: As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Ni en Zn. Als sporenelementen zijn veel van deze elementen noodzakelijk voor het ondersteunen van het biologisch leven. Bij hogere niveaus worden ze daarentegen toxisch, kunnen ze accumuleren in biologische systemen en vertegenwoordigen ze een significant gezondheidsrisico.

## Afkortingen

AGR: Advanced Gas-Cooled Reactors

ALARA: as low as reasonably achievable

ARBIS: Algemeen Reglement op de Bescherming van de Bevolking en de werknemers tegen het gevaar van Ioniserende Straling

BAT: best available techniques

BBE: Bruto Binnenlands Energiegebruik

BBP: Bruto Binnenlands Product

BEF: Belgische Frank

BFE: Beroepsfederatie van de elektriciteitssector

BIM: Brussels Instituut voor Milieubeheer

BLO: Benutte Landbouw Oppervlakte

BMM: Beheerseenheid Mathematisch Model van de Noordzee

BPF: Belgische Petroleum Federatie

BRAFCO: Belgische Federatie der Brandstoffenhandelaars

BTW: Belasting op de Toegevoegde Waarde

CCEG: Controlecomité voor Elektriciteit en Gas

CPTe: Coördinatie van Productie en Transport van Elektriciteit



CREG:	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
CWaPE:	Commission Wallonne pour l'Energie
DNB:	Distributienetbeheerder
DSM:	Demand Side Management (beheer van de vraag naar elektriciteit)
EEA:	European Environment Agency
EMAS:	Environmental Management and Audit System
EPR:	European Pressurised water Reactor
EU:	Europese Unie
EUR:	Euro
EURATOM:	European Atomic Energy Community
FANC:	Federale Agentschap voor Nucleaire Controle
FBFC:	Franco-Belge de Fabrication de Combustibles (gevestigd te Dessel)
Figas:	Verbond van gasnijverheid
FOD:	Federale overheidsdienst
GDP:	Gross Domestic Product
GFT:	Groente-, Fruit- en Tuinafval
GSC:	Groenestroomcertificaat
HTR:	High Temperature Reactor
IAEA:	International Atomic Energy Agency
ICRP:	International Commission on Radiological Protection
IEA:	International Energy Agency
IGCC:	integrated gasification combined cycle
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRE:	Instituut voor Radio-Elementen (gevestigd te Fleurus)
ISO:	International Organisation for Standardization
ITER:	International Thermonuclear Experimental Reactor
IWT:	Instituut voor de aanmoediging van Innovatie door Wetenschap en Technologie In Vlaanderen
KB:	Koninklijk Besluit
KMO:	Kleine en Middelgrote Onderneming
KS:	Kempense Steenkoolmijnen
LNG:	vloeibaar aardgas ("liquefied natural gas")
LPG:	vloeibare petroleumgassen
MEZ:	Ministerie van Economische Zaken
MIT:	Massachusetts Institute of Technology
MONA:	Mols Overleg Nucleaire Afval
MOX:	Mixed Oxide
NIRAS:	Nationale Instelling voor Radioactief Afval en Splijtstoffen
NMVOS:	Niet-methaan vluchtige organische stoffen
NORM:	Naturally Occurring Radioactive Materials
O&M:	operation and maintenance
ODE:	Organisatie voor Duurzame Energie Vlaanderen
OESO:	Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling
OPEC:	Organisatie van olieproducerende en –exporterende landen

OVAM: Openbare Afvalstoffenmaatschappij voor het Vlaamse Gewest  
PALOFF: Partenariat Local Fleurus-Farciennes  
PBMR: Pebble Bed Modular Reactor  
PFBC: Pressurised Fluidized-Bed  
PPO: Pure Plantaardige Olie  
PV: fotovoltaïsch  
PWR: Pressurized Water Reactor  
REG: rationeel energiegebruik  
SCK: Studiecentrum voor Kernenergie (gevestigd te Mol)  
SPE: Samenwerkende Vennootschap voor de Productie van Elektriciteit  
ST: stoomturbine  
STEG: stoom- en gasturbine  
STOLA: Studie en Overleggroep Laagactief Afval Dessel  
STORA: Studie- en Overleggroep Radioactief Afval Dessel  
TNB: transmissienetbeheerder  
TOFP: Tropospheric Ozone Forming Potential  
TPES: Total Primary Energy Supply (totale of primaire energie)  
UNSCEAR: United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation  
VITO: Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek  
VLIF: Vlaams Landbouw Investeringsfonds  
VMM: Vlaamse Milieumaatschappij  
VOS: Vluchtige organische stoffen  
VREG: Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt  
WKK: Warmtekrachtkoppeling

## Scheikundige symbolen

CH<sub>4</sub>: methaan  
CO: koolstofmonoxide  
CO<sub>2</sub>: koolstofdioxide  
H<sub>2</sub>S: diwaterstofsulfide  
N<sub>2</sub>O: distikstofoxide (lachgas)  
NH<sub>3</sub>: ammoniak  
NO<sub>x</sub>: stikstofoxiden, zowel stikstofmonoxide als stikstofdioxide  
PCB: polychloorbifenyyl  
S: zwavel  
SF<sub>6</sub>: zwavelhexafluoride  
SO<sub>2</sub>: zwaveldioxide

## Eenheden

A: Ampere  
becquerel (Bq): eenheid van radioactiviteit. 1 Bq = 1 desintegratie per seconde  
CO<sub>2</sub>-eq: CO<sub>2</sub>-equivalenten  
g: gram  
gray (Gy): eenheid voor de geabsorbeerde dosis ioniserende straling

GW: gigawatt

GWh: gigawattuur (= 1 000 MWh = 3,6 TeraJoules)

GWj: Giga Watt jaar; 1 GWj = 8,76 TWh. De totale stroomproductie in België bedroeg 87,1 TWh in 2009 of omgerekend 9,9 GWj

J: joule (eenheid van energie)

ktoe: kiloton oil equivalent (1 toe =  $10^7$  kilocalorieën = 41,868 GJ)

kV: kilovolt

kWh: kilowattuur ( 1 kWh = 3,6 MJ)

manSievert (manSv): eenheid voor een collectief ontvangen dosis ioniserende straling

MJ: megajoule (= 1 000 000 J)

Mt: metrieke ton

MW: megawatt

MWd: Mega Watt dagen =  $10^6$  Watt dagen

MWh: megawattuur (= 1 000 kWh)

ppm: parts per million

sievert (Sv): eenheid voor de effectieve dosis ioniserende straling

t: ton

TOFP: Tropospheric Ozone Forming Potential

TWh: Tera Watt uur =  $10^{12}$  Watt uur

V: Volt

W: Watt (eenheid van vermogen)

$W_e$ : Watt-elektrisch

$W_h$ : Watt-uur (1 Wh = 3 600 J)

Zeq: Zuurequivalenten

## Voorvoegsels eenheden

$10^1$	= da	(deca)	$10^{-1}$	= d	(deci)
$10^2$	= h	(hecto)	$10^{-2}$	= c	(centi)
$10^3$	= k	(kilo)	$10^{-3}$	= m	(milli)
$10^6$	= M	(mega)	$10^{-6}$	= $\mu$	(micro)
$10^9$	= G	(giga)	$10^{-9}$	= n	(nano)
$10^{12}$	= T	(tera)	$10^{-12}$	= p	(pico)
$10^{15}$	= P	(peta)	$10^{-15}$	= f	(femto)

## [Terug naar Inhoudsopgave](#)