

An abstract graphic in the background consists of a large, light gray hand with fingers spread, from which several curved, light gray lines radiate outwards, resembling rays of light or energy. The hand is positioned on the right side of the page, with the fingers pointing downwards and slightly to the left.

# Energievooruitzichten voor België tegen 2030

Dominique Gusbin  
Bruno Hoornaert

Januari 2004





## Federaal Planbureau

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

Het FPB voert beleidsrelevant onderzoek uit op economisch, sociaal-economisch vlak en op het vlak van leefmilieu.

Hiertoe verzamelt en analyseert het FPB gegevens, onderzoekt het aanneembare toekomstscenario's, identificeert het alternatieven, beoordeelt het de gevolgen van beleidsbeslissingen en formuleert het voorstellen.

Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen.

Het FPB zorgt voor een ruime verspreiding van zijn werkzaamheden. De resultaten van zijn onderzoek worden ter kennis gebracht van de gemeenschap en dragen zo bij tot het democratisch debat.

## Internet

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

E-mail: [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)

## Publicaties

Terugkerende publicaties:

*De economische vooruitzichten*  
*De economische begroting*  
*De "Short Term Update"*

Planning Papers (de laatste nummers)

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

93 *De Belgische Milieurekeningen*  
Guy Vandille, Bruno Van Zeebroeck - Juni 2003

94 *De administratieve lasten in Belgique voor het jaar 2002*  
Aurélie Joos, Chantal Kegels - Januari 2004

Working Papers (de laatste nummers)

5-04 *HERMES*  
F. Bossier, I. Bracke, S. Gilis, F. Vanhorebeek - Februari 2004

6-04 *Beleidsvaluatie in de federale rapporten inzake duurzame ontwikkeling*  
Methodologieën van de Task Force Duurzame Ontwikkeling,  
gepresenteerd door P. Dresselaers - Februari 2004

7-04 *Assessing the contribution of ICT to sectoral economic growth in Belgium: a growth accounting analysis (1991-2000)*  
T. Pamukçu - Februari 2004

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.  
Drukwerk: Federale Overheidsdienst Economie, KMO, Middenstand en Energie

Verantwoordelijke uitgever: Henri Bogaert  
Wettelijk Depot: D/2004/7433/11

---

---

## Dankwoord

Deze studie kwam tot stand in samenwerking met de Technische Universiteit van Athene (NTUA/ICCS). De heer Leonidas Mantzos en Mevrouw Maria Zeka-Paschou zorgden voor de vooruitzichten in dit rapport. Zij zijn, samen met andere collega's van de Universiteit van Athene, de bedenkers en beheerders van het PRIMES-model waarop deze vooruitzichten steunen. Wij danken hen, net als Nikos Kouvaritakis, voor die samenwerking voor de aandacht die zij schonken aan dit project en voor hun assistentie bij de uitwerking van de scenario's en de analyse van de resultaten

Onze dank gaat ook uit naar de leden van het Federaal Planbureau en in het bijzonder Francis Bossier, Danielle Devogelaer, Nadine Gouzée, Christian Huveneers, Philippe Tulkens, de leden van het Directiecomité en Professor Jean-Marie Streydio voor hun voorstellen en opmerkingen.

Tot slot danken wij Marleen Keytsman en Adinda De Saeger die de lay-out van dit document verzorgden en Fons Arijs, Erik Janssens, Christelle Castelain, Patricia Van Brussel en Chantal Vandevoorde voor de vertaling.

---



## Inhoudstafel

Kernpunten	1
Inleiding	9
<b>I Voornaamste hypothesen van het basisscenario</b>	<b>11</b>
A. Demografische hypothesen	11
B. Klimaathypothesen	12
C. De internationale brandstofprijzen	13
D. De macro-economische hypothesen	15
E. De hypothesen over het energie- en milieubeleid	16
F. Overige hypothesen	17
<b>II Het basisscenario</b>	<b>19</b>
A. Vooruitzichten inzake energieverbruik: algemene trends	19
B. De primaire energievraag	21
C. De eindvraag naar energie	26
1. De eindvraag naar energie van de industrie	29
2. De eindvraag naar energie van de transportsector	31
3. De eindvraag naar energie van de tertiaire sector (inclusief landbouw)	34
4. De eindvraag naar energie van de residentiële sector	36
D. De elektriciteits- en stoomproductie	39
1. De productiecapaciteit voor elektriciteit	40
2. Warmtekrachtkoppeling	42
3. Structuur van de elektriciteitsproductie	43
4. Gemiddelde productiekost	46
E. Energie-gerelateerde emissies	47
1. CO <sub>2</sub> -emissies	47
2. SO <sub>2</sub> - en NO <sub>x</sub> -emissies	51

III	Variante en scenario's voor het energie- en transportbeleid	53
A.	Variante voor de energieprijzen	54
	1. Primaire energievraag en uitstoot van polluenten	55
	2. Eindvraag naar energie	56
	3. Elektriciteitsproductie	57
B.	Scenario 'Hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling'	59
	1. Europese en gewestelijke doelstellingen	59
	2. Het systeem van groenestroomcertificaten	60
	3. Hypothesen en methodologie	63
	4. Resultaten	65
	5. Discussie rond de waarde van het GSC	70
C.	Scenario's 'Terugkeer naar kernenergie'	72
	1. Context	72
	2. Beschrijving van de scenario's 'Terugkeer naar kernenergie'	75
	3. Resultaten	76
D.	Scenario 'Een nieuw intermodaal evenwicht in het vervoer'	82
	1. Hypothesen van het transportscenario	82
	2. Resultaten van het transportscenario	83
	<b>Bibliografie</b>	<b>93</b>
	<b>Bijlage 1: Korte beschrijving van het PRIMES-model</b>	<b>97</b>
	<b>Bijlage 2: Energiebalans van het basisscenario</b>	<b>99</b>
	<b>Bijlage 3: Productiekosten voor elektriciteit</b>	<b>101</b>

---



## Kernpunten

### a. Het basisscenario

- De energievoorzichten voor België tegen 2030 steunen op een basisscenario dat een *samenhangend beeld* geeft van de langetermijnevolutie van het Belgisch energiesysteem. Het basisscenario steunt op een reeks gestaafde hypothesen over de demografische en economische context (activiteit van de sectoren, internationale brandstofprijzen, enz.) en op de bestaande beleidsmaatregelen op het vlak van energie, vervoer en milieu. Hierbij wordt verondersteld dat de huidige trends en structurele veranderingen zullen aanhouden. Met het basisscenario kan men dus de vinger leggen op de langetermijnproblemen op het vlak van energie, vervoer en milieu en de acties identificeren die moeten worden genomen om oplossingen aan te reiken.
- Het *bruto binnenlands verbruik*<sup>1</sup> van België zou tussen 2000 en 2030 jaarlijks met ongeveer 0,2 % toenemen. De impact van de economische groei en van de bevolkingstoename (respectievelijk gemiddeld 1,9 % en 0,2 % per jaar) zou enigszins gecompenseerd worden door een daling van de energie-intensiteit van het bbb met 1,6 % per jaar. Die daling is het gevolg van de gecombineerde effecten van structurele veranderingen in de economie, de technologische vooruitgang en de hogere energieprijzen. Het gaat hier in de eerste plaats om de aardgasprijzen (+50 % tussen 2000 en 2030). Daardoor zou aardgas gestaag aan concurrentiekracht inboeten ten voordele van steenkool, waarvan de prijs zo goed als stabiel blijft over de projectieperiode. Omgekeerd blijft aardgas factor 1,2 à 1,3 goedkoper dan ruwe aardolie. De groei van de primaire energievraag tegen 2030 zou vertragen in vergelijking met vroeger: de Belgische energievraag is tussen 1970 en 2000 gemiddeld met 1,1 % gestegen. Het totale energieverbruik zou in 2030 iets meer dan 61 miljoen toe bedragen, ten opzichte van 57 miljoen toe in 2000; dit is een globale stijging van ongeveer 7,5 %.
- Het *aardgasverbruik* zou aanzienlijk stijgen tussen 2000 en 2030 (+84 %). Het aandeel van aardgas in de primaire energievraag zou toenemen van 23 % in 2000 tot 40 % in 2020 en 2030. Om aan die groeiende vraag te voldoen, zal België in 2030 ongeveer 27 miljard m<sup>3</sup> aardgas moeten invoeren (netto-invoer). Het sterk stijgende aardgasverbruik is hoofdzakelijk het gevolg van de stijgende elektriciteits- en warmteproductie in gascentrales met gecombineerde cyclus (STEG's) en warmtekrachtkoppelingcentrales.

---

1. Ook wel primaire energievraag of -verbruik.

- *Hernieuwbare energiebronnen* kennen de sterkste groei: het verbruik ervan zou verdrievoudigen tussen 2000 en 2030. Door die spectaculaire vooruitgang spelen hernieuwbare energiebronnen een groeiende rol in de primaire energievraag en groeit hun aandeel aanzienlijk van 1,3 % in 2000 naar 3 % in 2020 en 3,7 % in 2030. Net als voor aardgas is die groei vooral toe te schrijven aan de elektriciteitsproductie. Windenergie en biomassa zouden de hernieuwbare energievormen zijn die het meest bijdragen tot de verwachte stijging.
- Het aandeel van *aardolie en aardolieproducten* in de primaire energievraag zou stabiel blijven over de projectieperiode (ongeveer 40 %). Aardolie en aardolieproducten zouden de belangrijkste energievorm blijven, maar vanaf 2020 zouden zij die plaats delen met aardgas.
- Het verbruik van *vaste brandstoffen* zou verder dalen, minstens tot 2020, een daling die in de jaren tachtig begon. In 2020 zou het nog amper 5 % van de primaire energievraag uitmaken tegenover 32 % in 1970 en 14 % in 2000. Als gevolg van de beslissing om de kerncentrales geleidelijk te sluiten, zou het steenkoolverbruik tussen 2020 en 2030 terug aantrekken. Bovendien zouden de STEG-centrales door de stijgende aardgasprijzen geleidelijk aan concurrentiekracht inboeten. Bijgevolg zou de vraag naar vaste brandstoffen gestaag stijgen en in 2030 16 % van de primaire energievraag bedragen. In absolute termen komt dat overeen met ongeveer 10 miljoen toe, wat vergelijkbaar is met het totale Belgische verbruik van vaste brandstoffen in 1990.
- De *eindvraag naar energie* zou tussen 2000 en 2030 gemiddeld met 0,5 % per jaar groeien. In absolute termen zou de eindvraag naar energie met ongeveer 5 Mtoe toenemen en in 2030 iets meer dan 42 Mtoe bedragen. De spreiding van de eindvraag over de verschillende energievormen zou geen grote wijzigingen ondergaan. Dat zou wel het geval zijn voor de spreiding van de energievraag over de verschillende sectoren. Tegen 2030 zou het aandeel van de industrie en de residentiële sector in de totale eindvraag naar energie moeten wijken voor de transportsector en de tertiaire sector. Het aandeel van de industrie zou krimpen van 37 % in 2000 naar 33 % in 2030 en dat van de residentiële sector van 26 % naar 22 %. Omgekeerd zou het aandeel van de transportsector groeien van 26 % in 2000 naar 29 % in 2030 en dat van de tertiaire sector van 11 % naar 16 %.
- Globaal zouden de *olieproducten* de dominante energievorm blijven in de eindvraag naar energie met een aandeel dat schommelt tussen 44 % en 39 % naargelang de periode. Het verbruik van vaste brandstoffen zou gestaag dalen en zou in 2030 nog slechts 4 % van de eindvraag naar energie bedragen. *Aardgas* en *elektriciteit* zouden hun opmars voortzetten met respectievelijk ongeveer een derde en een kwart van de eindvraag naar energie in 2030. Tussen 2000 en 2030 zou het groeitempo van de vraag naar elektriciteit jaarlijks 1,2 % bedragen.
- Om tegen 2030 aan de elektriciteitsvraag te kunnen voldoen, zou de geïnstalleerde capaciteit met ongeveer 50 % of ongeveer 8 GW moeten worden opgedreven ten opzichte van 2000. Rekening houdend met de ontmanteling van de bestaande centrales, zou niet minder dan 97 % van de totale vereiste capaciteit gebouwd moeten worden gedurende de periode 2000-2030.



- Tegen 2030 zou de structuur van de *elektriciteitsproductie* in België aanzienlijke wijzigingen ondergaan. Dat komt voornamelijk door de inwerkingtreding van de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie, de evolutie van de prijzen van fossiele brandstoffen en de kosten van de technologieën voor elektriciteitsproductie.
- In de periode 2000-2020 zouden steeds meer centrales die op basis van *aardgas* werken, in gebruik worden genomen (hoofdzakelijk gascentrales met gecombineerde cyclus en warmtekrachtkoppelingscentrales). Ze zouden in 2020 ongeveer driekwart van de totale capaciteit vertegenwoordigen. Na 2020 zouden er voor *steenkool* nieuwe perspectieven weggelegd zijn met de ontwikkeling van superkritische steenkoolcentrales die een belangrijke rol zouden spelen in de vervanging van de ontmantelde kerncentrales. In 2030 zouden de steenkoolcentrales iets meer dan een derde van de totale elektriciteitsproductie verzekeren. In 2030 zou hernieuwbare energie 5 % van de productie vertegenwoordigen tegenover 2,6 % in 2000. Dat is vooral te danken aan de snelle opmars van elektriciteit die geproduceerd wordt door windturbines.
- Gelet op de dominante rol en het groeiend aandeel van de fossiele brandstoffen in het energieverbruik van het land, zouden de *CO<sub>2</sub>-emissies* van energetische oorsprong sneller stijgen dan het totale energieverbruik: ze zouden jaarlijks gemiddeld met 0,8 % toenemen tussen 2000 en 2030. De stijging van de *CO<sub>2</sub>-emissies* zou het grootst zijn in de periode 2020-2030 en zou dan respectievelijk 12 % en 38 % hoger zijn dan in 1990. De transportsector en de elektriciteitsproductie zijn de hoofdverantwoordelijken voor die groei. Voor de elektriciteitsproductie is dat vooral toe te schrijven aan de ingebruikname van de steenkoolcentrales. De industrie en de residentiële sector daarentegen zouden een regelmatige daling van hun *CO<sub>2</sub>-uitstoot* laten optekenen over de projectieperiode.
- In tegenstelling tot de *CO<sub>2</sub>-emissies* zouden de *SO<sub>2</sub>-* en *NO<sub>x</sub>-emissies* verder afnemen. In 2030 zou de uitstoot van zwaveldioxide en van stikstof-oxiden respectievelijk met 80 % en met 57 % afnemen ten opzichte van 1990.

## b. De impact van hogere aardgasprijzen

- Het basisscenario steunt op de hypothese dat de internationale energiemarkten voldoende bevoorraad zullen worden en dat de prijzen over de volgende dertig jaar redelijk zullen blijven. Er zijn veel onzekerheden omtrent de aardgasvoorraden, de productiekosten en de vraag in de rest van de wereld. Ongunstigere voorwaarden voor de aardgasbevoorrading in Europa gaan gepaard met een hogere aardgasprijs op de Europese markt. Het is dus interessant om na te gaan welke impact een hogere aardgasprijs zou hebben op het Belgische energiesysteem.
- Een eerste gevolg zou een kleine toename (0,8 % in 2030) van de *primaire energievraag* in België zijn ten opzichte van het basisscenario. Die prijsstijging<sup>1</sup> zou vooral gunstig zijn voor steenkool en de hernieuwbare energie-

---

1. Respectievelijk +18 % in 2020 en +32 % in 2030 ten opzichte van het basisscenario.

bronnen. De vraag naar aardgas zou dalen. Netto zouden de totale CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong met ongeveer 6 % toenemen in 2030 in vergelijking met het basisscenario.

- De *eindvraag naar energie* zou daarentegen iets dalen (-0,7 % in 2030) ten opzichte van het basisscenario. Aardgas zou vooral vervangen worden door olieproducten en elektriciteit.
- De structuur van het *elektriciteitsproductiepark* zou ook wijzigen ten voordele van superkritische steenkoolcentrales en, in mindere mate, hernieuwbare energie. De elektriciteitsproductie op basis van steenkool zou met 70 % stijgen in 2030 in vergelijking met het basisscenario en zou dan ongeveer 60 % van de totale elektriciteitsproductie vertegenwoordigen.

### **c. De impact van de beleidsmaatregelen ter bevordering van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling**

- De verwezenlijking van de gewestelijke doelstellingen voor de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling zou zorgen voor een aanzienlijke wijziging in de structuur van de *elektriciteitsproductie* in 2010 - de vooropgestelde datum in de doelstellingen - en op langere termijn. Tegen 2010 zou de 'hernieuwbare' elektriciteitsproductie (vooral op basis van de verbranding van biomassa en windenergie) en de elektriciteitsproductie op basis van warmtekrachtkoppeling respectievelijk verdriedubbelen en met ongeveer 85 % toenemen ten opzichte van het basisscenario. Na 2010 zouden de hernieuwbare energiebronnen nog aan belang winnen en in 2030 iets minder dan 9 % van de totale elektriciteitsvraag vertegenwoordigen (de doelstelling voor 2010 is 6 %). Die groei zou zowel in het nadeel van aardgas als van steenkool spelen. In 2020 zou warmtekrachtkoppeling maximaal 17 % van de totale elektriciteitsproductie vertegenwoordigen.
- De onderlinge substitutie van hernieuwbare energiebronnen en fossiele energiebronnen en de verbetering van de globale energie-efficiëntie dankzij de ontwikkeling van warmtekrachtkoppeling zouden voor een daling van de *primaire energievraag* zorgen (-1 % in 2010, -3,2 % in 2030) ten opzichte van het basisscenario. Ook de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong zouden afnemen. De vermindering wordt geraamd op 2,7 % in 2010 en op 6,6 % in 2030 ten opzichte van het basisscenario.
- De elektriciteitssector zou tussen 20 % (in 2010) en 40 % (in 2030) van de totale CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong voor zijn rekening nemen. Beleidsmaatregelen die alleen van toepassing zijn op die sector hebben dus een beperkte impact op de totale emissies. Hoe dan ook, beleidsmaatregelen ter bevordering van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling dragen merkbaar bij tot de *Kyoto-doelstelling*: de totale CO<sub>2</sub>-emissies zouden in 2010 en in 2030 respectievelijk 3 % en 29 % hoger zijn dan in 1990. In het basisscenario zou dat respectievelijk 6 % en 38 % zijn.

#### d. Impact van een verandering in het huidige beleid inzake kernenergie

- In 2003 werd in België de wet goedgekeurd houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie. De wet voorziet echter in een terugkeer naar kernenergie als 'de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit in het gedrang komt' of ingeval van 'overmacht'. Uit de resultaten van het basisscenario, dat rekening houdt met die wet, blijkt dat de invoer van aardgas, vooral voor de elektriciteitsproductie, snel stijgt en dat de CO<sub>2</sub>-emissies beduidend toenemen. Op basis hiervan, wordt in de studie een analyse gemaakt van de impact die een *terugkeer naar kernenergie* kan hebben op het energiesysteem en op de emissies. Dat gebeurt volgens twee modaliteiten: enerzijds de verlenging van de levensduur van alle bestaande kerncentrales tot 60 jaar en anderzijds, dezelfde verlenging met een mogelijke uitbreiding van het nucleaire park vanaf 2020.
- In de twee voornoemde ontwikkelingsscenario's zou kernenergie haar concurrentiepositie behouden en investeringen in de basiscapaciteit vervangen die werden vooropgesteld in het basisscenario. In 2020 zou het vooral gaan om STEG-centrales op aardgas; in 2030 om STEG-centrales en superkritische steenkoolcentrales. Het aandeel van *aardgas* in de elektriciteitsproductie zou in 2020 onder 50 % liggen en in 2030 zou dat onder 30 of 40 % zijn (naargelang het nucleaire scenario); in het basisscenario gaat het om 60 %. *Steenkool* zou nog meer teruggedrongen worden omdat in 2030 de elektriciteitsproductie op basis van steenkool met de helft zou dalen in het eerste nucleaire scenario en verwaarloosbaar klein zou worden in het tweede scenario.
- Door die wijzigingen in de structuur van de elektriciteitsproductie, zouden de *CO<sub>2</sub>-emissies* van energetische oorsprong sterk dalen. Ze zouden in 2030 met 15 à 25 % dalen (naargelang het nucleaire scenario) ten opzichte van het basisscenario. In vergelijking met 1990 betekent dit dat, als de bestaande kerncentrales 60 jaar in gebruik zouden zijn, de totale CO<sub>2</sub>-emissies in 2030 18 % hoger zouden liggen. Bovendien zouden de emissies zich nagenoeg stabiliseren op het niveau van 1990 (+2 %), indien er bijkomende investeringen in kernenergie zouden komen.

**e. De impact van maatregelen ter verbetering van de globale energie-efficiëntie van het vervoer**

- De transportactiviteit voor personen en goederen ontwikkelt zich snel en volgens het basisscenario zou de groei aanhouden in de loop van de volgende twee decennia. Als gevolg hiervan is er een constante toename van het energieverbruik van de transportsector en neemt de druk, in het bijzonder op het milieu, toe. Een antwoord op die ongunstige vooruitzichten (ook bekeken vanuit het mobiliteitsstandpunt) is, aan de hand van gepaste beleidsmaatregelen, werken aan een *nieuw intermodaal evenwicht* in het vervoer en een betere *bezetting* en belading van voertuigen.
- Een groter marktaandeel van de transportmiddelen die als alternatief dienen voor weg- en luchtvervoer (trein, openbaar vervoer, binnenscheepvaart) en een hogere bezettingsgraad van de voertuigen zouden het *energieverbruik* van de transportsector doen dalen met 14 % in 2010 (of 1,5 miljoen toe) en met 10 % in 2030 (of 1,2 miljoen toe) in vergelijking met het basisscenario. Van de verschillende brandstoffen die voor transport worden gebruikt, zou diesel de sterkste daling kennen vooral vanwege het afnemend goederentransport over de weg.
- Het lagere energieverbruik van transportmiddelen heeft een impact op de emissie van pollutanten. De *CO<sub>2</sub>-emissies* van de transportsector zouden, in vergelijking met het basisscenario, met 14 % dalen in 2010 en met 10 % in 2030. De acties gericht op de transportsector hebben een impact op de totale CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong en zouden die emissies in 2010 terugdringen naar het niveau van 1990 (terwijl het basisscenario een toename van 4 % vertoont). In 2030 zouden die acties de verwachte groei afzwakken: in vergelijking met 1990 zou de toename 32 % bedragen, in het basisscenario zou dat 35 % zijn. Vermits transport de belangrijkste bron van NO<sub>x</sub>-emissies is, hebben die maatregelen ook een weerslag op de totale NO<sub>x</sub>-emissies, die in 2010 5 % lager zouden zijn dan in het basisscenario; in 2030 zou dat 3 % lager zijn.

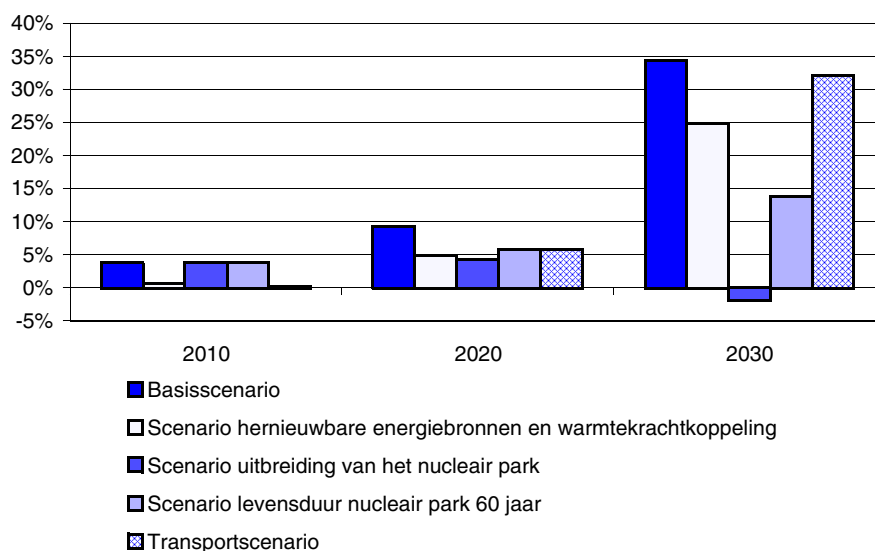
**f. De energievoorzichten, Kyoto-protocol en post-Kyoto**

- De energievoorzichten voor België die in dit rapport worden voorgesteld, stellen voorop dat de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong nagenoeg stabiel zouden blijven over de periode 2000-2015. Dat is een toename van 6 % ten opzichte van 1990. De vooruitzichten tonen daarentegen aan dat de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong beduidend zouden stijgen in de periode 2015-2030, ondanks een matigere stijging van het totale energieverbruik.
- De studie benadrukt dus dat met de technologische vooruitgang, de verwachte verbetering van de energie-efficiëntie van de uitrustingen en de beleidsmaatregelen die momenteel van kracht zijn (zoals bijvoorbeeld het aanmoedigen van het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling voor de elektriciteitsproductie of de ACEA-akkoorden voor auto's), de emissies niet teruggebracht zouden kunnen worden naar het niveau dat door het Kyoto-protocol wordt voorgeschreven (figuur A; basisscenario en het scenario hernieuwbare energiebron-

nen en warmtekrachtkoppeling), ook al remmen ze de ontwikkeling van de CO<sub>2</sub>-emissies af. Andere beleidsmaatregelen lijken nodig. Hiervan analyseert deze studie de impact van maatregelen die specifiek op transport van toepassing zijn, namelijk een nieuw intermodaal evenwicht ten voordele van de trein, de binnenscheepvaart en het openbaar wegvervoer en een grotere bezettingsgraad van voertuigen. Dankzij die maatregelen zouden de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong in 2010 herleid kunnen worden naar het niveau van 1990 (figuur A, transportscenario).

- Voor de post-Kyoto-periode (2015-2030), benadrukt de studie de beperkingen van de reeds goedgekeurde beleidsmaatregelen en van de in het scenario hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling en in het transportscenario beschreven beleidsmaatregelen die de CO<sub>2</sub>-emissies beduidend willen verlagen ten opzichte van het peil van 1990. Het ligt voor de hand dat alleen een combinatie van beleidsmaatregelen met een breed spectrum (met andere woorden, die van toepassing zijn op alle sectoren, economische actoren en alle energievormen) België de mogelijkheid geeft om zijn CO<sub>2</sub>-emissies na 2015 te doen verminderen. In dat kader wordt er in deze studie nagegaan welke impact een verandering van het huidige energiebeleid rond kernenergie heeft op de CO<sub>2</sub>-emissies. Die evaluatie toont aan dat de impact significant zou kunnen zijn (figuur A; scenario levensduur nucleair park 60 jaar en scenario uitbreiding van het nucleair park). De studie wijst echter ook op de beperkingen van de analyse, die niet ingaat op de veiligheidsaspecten, de aspecten in verband met de productie en het beheer van afval en de aspecten in verband met de financiering van dergelijke investeringen.

**FIGUUR A - Evolutie van de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong<sup>1</sup>**  
(groeipercentage ten opzichte van 1990)



1. Bunkerbrandstoffen voor de luchtvaart niet inbegrepen.

- Het Federaal Planbureau realiseert ook middellangetermijnvooruitzichten voor België van de uitstoot van broeikasgassen met behulp van het macrosectorale HERMES-model. De projecties voor de jaren 2005 en 2010 worden gebruikt voor het Nationale Programma dat België dient te overhandigen aan de Europese Commissie in het kader van het bewakingsmechanisme voor broeikasgassen ('Monitoring Mechanism'). Hoewel de methodologische aanpak en de hypothesen verschillen, gaan de resultaten van de middellangetermijnvooruitzichten met het HERMES-model en de langetermijnvooruitzichten van het PRIMES-model in dezelfde richting: een quasi-stabilisatie van de energiegerelateerde CO<sub>2</sub>-emissies over de periode 2000-2010.



## Inleiding

De voorliggende publicatie over de Belgische energievoorzichten op lange termijn is de tweede studie van het Federaal Planbureau over dit thema. De eerste studie met als titel *Energievoorzichten 2000-2020: verkennende scenario's voor België* werd gepubliceerd in januari 2001. Gelijkaardige verkennende studies over dit thema worden voorzien voor de komende jaren.

Dit initiatief van het Federaal Planbureau vloeit voort uit de opdracht die het kreeg overeenkomstig de wetten van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de gas- en elektriciteitsmarkt. Die wetten bepalen dat het Federaal Planbureau wordt geraadpleegd in het kader van de uitwerking van het indicatief programma van productiemiddelen voor elektriciteit, het indicatief plan van bevoorrading in aardgas en het plan voor de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit.

Om die opdracht naar behoren te vervullen, moest het Federaal Planbureau kunnen beschikken over verkennende analyses in verband met energie, technologieën en emissies van de belangrijkste pollutanten van energetische oorsprong die lopen over een tijdspanne van tien jaar en langer. Tien jaar komt overeen met de termijn die nodig is voor de eerder beschreven plannen en programma's en met de eerste verbintenisperiode voor de landen die het Kyoto-protocol hebben ondertekend. Langere termijnen zoals 2020 en 2030 maken het mogelijk de langetermijnuitdagingen op het vlak van energie en milieu te identificeren en beter te begrijpen.

De methodologie die in deze studie werd gevolgd, vertrekt van een basisscenario dat de energiesituatie in België beschrijft. Hierbij wordt verondersteld dat de huidige trends en structurele veranderingen aanhouden. Bovendien wordt er enkel rekening gehouden met de goedgekeurde beleidsmaatregelen. Met het basisscenario kan er worden nagegaan wat er zou gebeuren indien er geen enkele nieuwe actie op het vlak van energie, klimaat en transport zou komen. Ook kan hiermee worden geëvalueerd welke impact nieuwe voorstellen of alternatieve beleidsmaatregelen hebben op de evolutie van het Belgisch energiesysteem en zijn emissies.

Er werden verschillende alternatieve scenario's uitgewerkt en geëvalueerd ten opzichte van dit basisscenario. Die scenario's behandelen essentiële kwesties die te maken hebben met het energie- en transportbeleid, zoals de rol en de invloed van technologieën voor de elektriciteitsproductie en een nieuw intermodaal evenwicht in het vervoer. Ten slotte, gelet op de onzekerheden in verband met de evolutie van de vraag en het aanbod op de internationale aardgasmarkt, werd er een variante voor de invoerprijs van aardgas bestudeerd en vergeleken met het basisscenario.

Net zoals bij de studie van januari 2001, steunen de energievoorzichten in deze publicatie op een kwantitatieve analyse waarbij het PRIMES-model wordt gebruikt. Dat model geeft een geïntegreerde benadering van de energievraag en het energieaanbod op nationaal niveau. Deze keer steunt het basisscenario in ruime mate op de basisprojectie ('Baseline projection') van de studie *European Energy and Transport Trends to 2030* die onlangs werd gepubliceerd door de Europese Commissie (Directoraat-Generaal Energie en Vervoer).

De studie van de Europese Commissie steunt op een coherente en geharmoniseerde analyse van de Europese energiesystemen en van de internationale context die de evolutie ervan stuurt. Bovendien werden vooraf experts, energieorganisaties en industriële federaties hierover geraadpleegd. Om die redenen, maar ook omdat er, voor zover wij weten, geen enkele recente en vollediger verkennende analyse bestaat voor België tegen 2030, leek de basisprojectie van de Europese studie een goed uitgangspunt om de Belgische energievoorzichten te analyseren. Er werden enkele wijzigingen aangebracht in de basisprojectie wanneer er recentere vooruitzichten of nauwkeurigere gegevens over energie beschikbaar waren. De belangrijkste verschillen tussen de basisprojectie van de Europese studie en het basisscenario van de voorliggende studie hebben betrekking op de bevolkingsvoorzichten, de verdeling van het elektriciteitsverbruik over de verschillende huishoudelijke toepassingen van de gezinnen en het potentieel van de hernieuwbare energie.

Het rapport is als volgt gestructureerd. Hoofdstuk I geeft de belangrijkste hypothesen waarop het basisscenario steunt. Die hypothesen hebben vooral betrekking op de bevolkingsgroei en de ontwikkeling van de economische activiteit, de evolutie van de internationale brandstofprijzen en de in aanmerking genomen beleidsmaatregelen op het vlak van energie en milieu. In hoofdstuk II wordt een gedetailleerde analyse gemaakt van het basisscenario. De analyse behandelt vooruitzichten over de evolutie van de primaire vraag en de eindvraag naar energie, de evolutie van de structuur van de elektriciteits- en warmteproductie en de evolutie van de emissies van polluenten als gevolg van de energieproductie en het energieverbruik. De onderzochte polluenten zijn koolstofdioxide (CO<sub>2</sub>), zwaveldioxide (SO<sub>2</sub>) en de stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>). In hoofdstuk III worden de scenario's voor het energie- en transportbeleid en de variante voor de aardgasprijs voorgesteld en geëvalueerd in vergelijking met het basisscenario.





## I Voornaamste hypothesen van het basisscenario

Energievooruitzichten op lange termijn steunen op een groot aantal hypothesen. De belangrijkste hypothesen die gebruikt werden om het basisscenario op te stellen, worden beschreven in dit hoofdstuk. Hierbij dient herhaald te worden dat dit basisscenario in zeer grote mate steunt op een recente studie van de Europese Commissie *European Energy and Transport – Trends to 2030* (hierna studie *Trends to 2030* genoemd). De lezer die meer wenst te weten over de context waarop de hypothesen van het basisscenario steunen, kan de publicatie van de Europese Commissie<sup>1</sup> raadplegen.

### A. Demografische hypothesen

Demografie heeft een invloed op de evolutie van de economie op lange termijn en is bijgevolg een essentiële determinant voor de evolutie van de vraag naar energie (zie infra, sectie I.D). De bevolking en het aantal gezinnen zijn factoren die bepalen hoeveel gebouwoppervlakte er nodig is voor de activiteit van de tertiaire sector. Ze hebben een rechtstreekse impact op het energieverbruik van de residentiële sector omdat ze het aantal huishoudtoestellen en de totale woonoppervlakte die verwarmd en verlicht moet worden, bepalen. Ten slotte hebben ze een invloed op het gebruik van transportdiensten en op de omvang van het wagenpark.

In tegenstelling tot *Trends to 2030*, die gebaseerd is op de historische reeksen en op de bevolkingsvooruitzichten van Eurostat in de Europese Unie en de lidstaten, steunt deze studie op de *Bevolkingsvooruitzichten 2000-2050* van het NIS en het Federaal Planbureau (FPB) (december 2001). Volgens die vooruitzichten zou het aantal inwoners in België tussen 2000 en 2030 lichtjes toenemen met ongeveer 642 000 personen. In 2030 zou België 10 880 933 inwoners tellen.<sup>2</sup> Het jaarlijkse groeitempo van de bevolking over de periode 2000-2030 zou dus gemiddeld 0,2 % bedragen.

De gemiddelde omvang van de gezinnen (het aantal personen per gezin) is een andere belangrijke demografische factor om het toekomstige energieverbruik te bepalen. De hypothese over de omvang van de Belgische gezinnen, die gebaseerd

- 
1. European Energy and Transport - Trends to 2030, European Commission, January 2003, [http://europa.eu.int/comm/dgs/energy\\_transport/figures/trends\\_2030/index\\_en.htm](http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm)
  2. In de bevolkingsvooruitzichten van Eurostat voor België is er sprake van 10 630 000 inwoners in 2030.

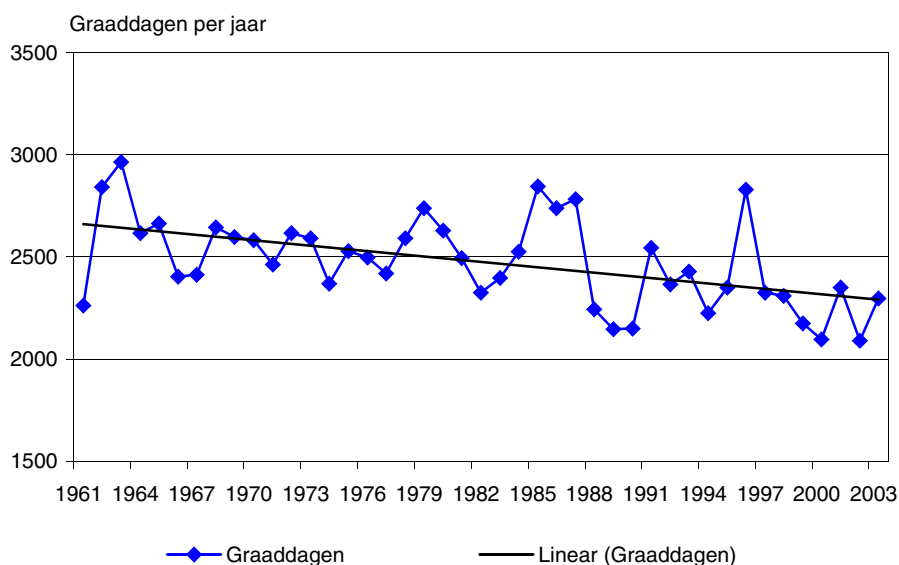
is op de vooruitzichten van de Verenigde Naties<sup>1</sup>, bevestigt de vroegere tendens, namelijk het aantal personen per gezin zou afnemen van 2,42 in 2000 naar 2,08 in 2030. Die hypothese toont de veranderingen in de leeftijdsstructuur van de bevolking en de levensstijl waardoor de gemiddelde omvang van de gezinnen kleiner wordt. Ter vergelijking, in de vooruitzichten voor het Europa van de Vijftien is er sprake van gemiddeld 1,97 personen per gezin in 2030.

De bevolkingsvooruitzichten en de vooruitzichten voor de gemiddelde omvang van de gezinnen leiden tot een aanzienlijke toename van het aantal gezinnen (+24 % over de projectieperiode, namelijk een toename met 995 000 gezinnen).

## B. Klimaathypothesen

De klimaatomstandigheden zijn ook een belangrijke determinant voor het energieverbruik van de gezinnen en de tertiaire sector. Een groot deel van de energiebehoefte van beiden gaat naar de verwarming van gebouwen. Het concept graaddagen is een indicator voor de temperatuursomstandigheden tijdens een jaar en is dus een indicator voor de verwarmingsbehoeften. Hoe hoger het aantal graaddagen tijdens een jaar, hoe lager de buitentemperaturen en hoe groter de verwarmingsbehoefte.

**FIGUUR 1 - Historische evolutie van het aantal graaddagen**



Bron: Statistisch jaarboek van Figas (equivalente graaddagen 16,5 te Ukkel)

1. United Nation Global Urban Observatory Unit of UN-HABITAT.

De energievoorzichten werden opgesteld in de eenvoudige veronderstelling dat het aantal graaddagen tijdens de hele projectieperiode constant blijft op het niveau van het jaar 2000. In 2000 bedroeg het aantal graaddagen 2097<sup>1</sup>. Dat is één van de mogelijke hypothesen, net zoals de hypothese die vertrekt van een historisch gemiddelde<sup>2</sup>. Bij deze laatste hypothese zou evenwel geen rekening worden gehouden met de mogelijk dalende trend op lange termijn van het aantal graaddagen. Indien zou blijken dat de temperatuursomstandigheden na 2000 meer aansluiten bij het historische gemiddelde dan bij het niveau van 2000, zal de toekomstige energievraag voor verwarmingsbehoeften hoger zijn dan de voorziene niveaus in het basisscenario<sup>3</sup>.

## C. De internationale brandstofprijzen

Voor de internationale brandstofprijzen, steunt het basisscenario op de hypothese dat de internationale energiemarkten voldoende bevoorrad blijven en dat de prijzen over de hele projectieperiode redelijk zullen zijn. De prijsevoluties zijn afgeleid van het internationale energie- en langetermijnmodel POLES. Dat model vertrekt in deze context vanuit een optimistisch standpunt over de toekomstige ontdekkingen van nieuwe gas- en olievelden en over de vooruitgang van de winningstechnologieën. De studie *Trends to 2030* vertrekt van dezelfde prijsevoluties.

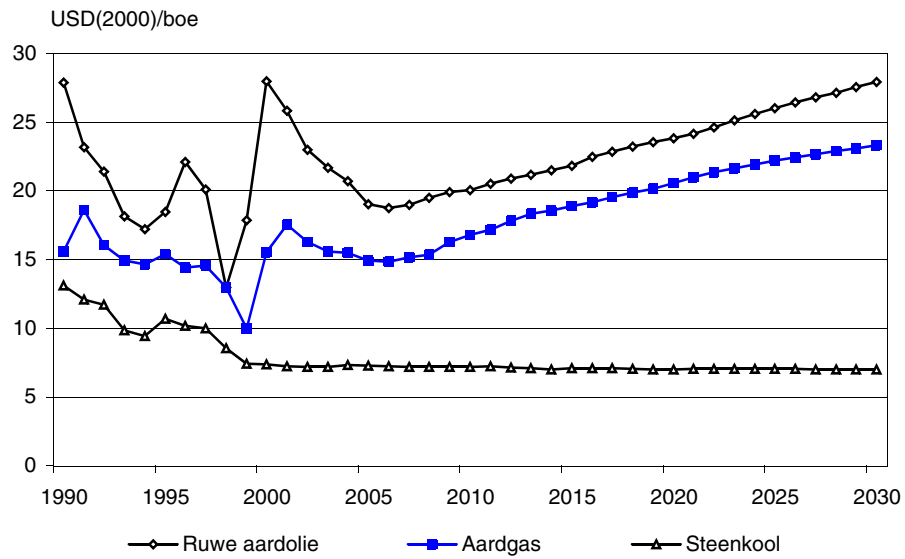
Er dient hier te worden benadrukt dat de prijsevoluties uit het POLES-model wijzen op een langetermijntrend die coherent is met de dynamiek van vraag en aanbod op internationaal niveau. Het is niet de bedoeling nauwkeurige vooruitzichten te geven over de koolwaterstofprijzen (aardolie en aardgas). De vooruitzichten houden geen rekening met de geopolitieke component die in het verleden vaak een doorslaggevende impact had op het prijzenpeil.

### Ruwe aardolie

De prijsvooruitzichten voor een vat ruwe aardolie vertonen eerst een globaal dalende trend (2000-2010) ten opzichte van het hoge peil in 2000. De prijs bereikt 20,1 USD (2000) in 2010 en gaat geleidelijk stijgen over de periode 2010-2030 tot hij op het einde van de projectieperiode 27,9 USD (2000) haalt. Die stijging vloeit voort uit hogere marginale kosten om nieuwe oliebronnen te ontginnen en om de olie naar de consumptieplaatsen te brengen. De prijs voor 2030, uitgedrukt in constante prijzen, zou vergelijkbaar zijn met de gemiddelde olieprijs in 2000.

- 
1. Hierbij is het interessant om te weten dat het aantal graaddagen in 2000 - het laagst waargenomen aantal over de periode 1960-2000 - het aantal uit 1990 (het referentiejaar voor het Kyoto-protocol) dicht benadert. Sindsdien was het jaar 2002 vergelijkbaar met 2000, terwijl de waarden voor 2001 en 2003 nauwer aansluiten bij het gemiddelde over de laatste vijftien jaar (1989-2003).
  2. Ter informatie, het gemiddelde van de laatste vijftien jaar bedraagt 2 312 graaddagen en het gemiddelde van de laatste vijf jaar (1989-2003) bedraagt 2 201 graaddagen.
  3. Op basis van een vergelijking van de evolutie van het energieverbruik voor verwarmingsbehoeften en de graaddagen gedurende de laatste vijf jaar, gaat men ervan uit dat een toename van een graaddag zorgt voor een stijging van de energiebehoeften voor verwarming met ongeveer 0,04 %.

**FIGUUR 2 - Internationale energieprijzen <sup>1</sup>**



*Aardgas*

De aardgasprijs zou gedeeltelijk geïndexeerd blijven op de olieprijs. Bijgevolg zouden de gas- en olieprijsen nog in dezelfde richting evolueren. Vanaf het midden van de projectieperiode zou er een geleidelijke loskoppeling zijn tussen beide energievormen. Dit weerspiegelt enerzijds dat de gas-gasconcurrentie steeds scherper wordt door de verwezenlijking van de interne aardgasmarkt en anderzijds de toegang tot een groter aantal aardgasbronnen. In 2030 zou de aardgasprijs op de Europese markt 50 % hoger zijn dan in 2000.

*Steenkool*

Ten slotte, in tegenstelling tot de koolwaterstoffen, zou de steenkoolprijs, uitgedrukt in prijzen van 2000, vrij stabiel blijven en zelfs iets dalen. Die lichte daling van 6 % op 30 jaar vloeit voort uit een daling van de marginale kosten voor steenkoolontginning buiten Europa.

Gelet op de onzekerheden die te maken hebben met de olie- en gasvoorraden en met de economische ontwikkeling in de verschillende regio's ter wereld, werd er in het kader van deze studie een minder optimistische variante onderzocht over de evolutie van de aardgasprijs in Europa. De resultaten van die variante worden voorgesteld in hoofdstuk III.

1. Gemiddelde prijs aan de grens voor de Europese Unie; boe = barrel of oil equivalent (voor olie is 1 boe = 1 vat).

## D. De macro-economische hypothesen

Zoals voor de prijzen, komen de macro-economische en sectorale projecties die in het basisscenario worden gebruikt uit de studie *Trends to 2030*. Ze zijn samengevat in de onderstaande tabel. Er dient herhaald te worden dat voor de sectorale evolutie (toegevoegde waarde, productie), federaties en industriële experts werden geraadpleegd.

**TABEL 1 - Evolutie van het bbp en van de sectorale toegevoegde waarden tegen constante prijzen (in %)**

	00//90*	10//00	20//10	30//20	30//00
Bruto binnenlands product	2,2	2,2	1,8	1,6	1,9
Toegevoegde waarde					
Industrie, waarvan	1,7	2,3	1,8	1,5	1,8
- IJzer- en staalindustrie	n.d	-0,9	-1,0	-1,2	-1,0
- Chemie	4,8	3,8	2,1	1,7	2,5
- Niet-metaalhoudende minerale producten	0,5	1,0	1,4	1,1	1,1
- Non-ferrometalen	n.d	2,5	1,8	1,3	1,9
- Voeding, drank, tabak	0,0	2,0	1,5	1,0	1,5
- Textiel, leer, kleding	1,1	0,6	0,2	0,0	0,3
- Papier en drukkerijen	1,2	1,9	1,7	1,3	1,7
- Metaalverwerking	1,9	2,4	2,2	1,9	2,2
- Overige	1,4	2,3	2,0	1,8	2,0
Tertiaire sector	2,1	2,3	1,9	1,8	2,0
- Landbouw	3,6	0,5	0,4	0,3	0,4
- Diensten en handel	2,0	2,3	1,9	1,8	2,0
Energiesector	2,3	3,1	1,7	1,5	2,1
Consumptieve bestedingen van de huishoudens	2,0	2,0	1,9	1,7	1,9

n.b.: niet beschikbaar

//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet (%)

\*: Bron: Nationale Rekeningen, historische reeksen, INR, 2002.

Bovendien dient er te worden benadrukt dat de economische vooruitzichten waarop de studie zich baseert, in 2001 werden gemaakt, op een ogenblik dat men dacht dat de impact van 11 september op de economie slechts tijdelijk zou zijn en dat de economische activiteit vanaf 2003 terug zou opleven. De werkelijkheid is echter anders en het economisch herstel in Europa laat op zich wachten. De recente economische ontwikkelingen zouden echter geen invloed hebben op de economische vooruitzichten op lange termijn (2020-2030) die in deze studie worden voorgesteld. Die ontwikkelingen kunnen daarentegen een aantal verschillen verklaren tussen de economische vooruitzichten op middellange termijn uit deze studie en de middellangetermijnvooruitzichten die in april 2003 door het Planbureau werden gepubliceerd.<sup>1</sup>

De groei van de Belgische economie zou 1,9 % per jaar bedragen over de periode 2000-2030. De economische groei zou vertragen over de projectieperiode: 2,2 % tussen 2000 en 2010, 1,8 % tussen 2010 en 2020 en 1,6 % tussen 2020 en 2030. Die evolutie vloeit voort uit een essentiële hypothese: het inkomen per bewoner van

1. Economische vooruitzichten 2003-2008, Federaal Planbureau, april 2003.

de Europese economieën zou geleidelijk convergeren. Andere factoren tellen ook mee (internationale handel, technologische verandering, enz.); hun rol wordt ge-detaillieerd beschreven in de studie *Trends to 2030*.

De sectorale projecties bevestigen de grote tendensen van de laatste tien jaar:

- De herstructurering van de economie waarbij de diensten terrein wonden en de verwerkende industrie er verloor, zou worden voortgezet. Het tempo van de veranderingen zou wel afnemen. De groei van de toegevoegde waarde van de diensten en van de handel vertraagt: tussen 2000 en 2010 bedraagt de groeivoet 2,3 % per jaar, tussen 2020 en 2030 zou dat slechts 1,8 % per jaar zijn. In 2030 zou de tertiaire sector 72 % van de totale toegevoegde waarde vertegenwoordigen ten opzichte van 71 % in 2000 en 70 % in 1990.
- De jaarlijkse groeivoet van de toegevoegde waarde van de industrie zou iets lager zijn dan de jaarlijkse groeivoet van het bruto binnenlands product (+1,8 % tegenover +1,9 % over de hele projectieperiode). De groeivoet zou worden opgetrokken door het toenemend belang van de industriële activiteiten met een hoge toegevoegde waarde en met een lage materiële basis, zoals de productie van medicijnen en cosmetica.
- De achteruitgang van de traditionele industrie zoals de ijzer- en staalindustrie en de textielindustrie zou worden doorgezet. Het economisch belang van de chemische industrie zou daarentegen verder groeien: haar aandeel in de toegevoegde waarde van de industrie zou stijgen van 19 % in 2000 naar 24 % in 2030. De groeivoeten van de toegevoegde waarde van de chemische industrie en de metaalverwerking zouden hoger zijn dan het gemiddelde van de industrie en de hoogste van alle sectoren.

## E. De hypothesen over het energie- en milieubeleid

Het basisscenario houdt enkel rekening met de beleidsmaatregelen die werden goedgekeurd of al bestonden vóór 31 december 2001. Dit betekent met name dat de doelstelling om de broeikasgassen te verminderen in België, zoals bepaald in het Kyoto-protocol, en alle bijkomende beleidsmaatregelen om die doelstelling te halen, geen deel uitmaken van het basisscenario. Dankzij die benadering kan het basisscenario gebruikt worden als basis om recentere, potentiële, bijkomende of alternatieve beleidsmaatregelen te evalueren, een evaluatie die nuttig kan zijn voor beleidsmakers.

Het basisscenario houdt dus met het volgende rekening:

- De ontmanteling van kerncentrales zodra ze veertig jaar oud zijn, conform de *Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie*, die werd uitgevaardigd op 31 januari 2003.<sup>1</sup>
- Het totstandkomen van de interne elektriciteitsmarkt en de volledige uitvoering ervan tegen 2010. Er wordt rekening gehouden met de mogelijke impact op de elektriciteitsstarieven tegen 2010, wanneer de concurrentie tussen leveranciers groter wordt als gevolg van de openstelling van de nationale markten.
- Het ondersteuningsmechanisme voor hernieuwbare energie dat sinds 1995 van kracht is. Het gaat om een premie voor groene elektriciteit die

---

1. Belgisch Staatsblad van 28 februari 2003, pp 9879-9880. Deze wet werd reeds aangekondigd in het regeerakkoord van 7 juli 1999.

door de elektriciteitsdistributeurs wordt betaald. Sinds 1998 bedraagt die premie 50 euro/MWh. Het basisscenario houdt dus geen rekening met de indicatieve doelstelling voor België zoals bepaald door de Europese richtlijn over de bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. De systemen van groenestroomcertificaten die de gewesten hebben ingevoerd om die doelstelling te halen, dateren van na 31 december 2001. Het systeem is in Vlaanderen operationeel sinds 1 januari 2002 en in Wallonië sinds 1 juli 2003.

- De ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden tussen de Europese Commissie en de Europese, Koreaanse en Japanse autoconstructeurs die in 1998 en 1999 werden afgesloten. De auto-industrie verbindt zich ertoe om de CO<sub>2</sub>-uitstoot van nieuwe voertuigen die in 2008/2009 op de markt komen, te verminderen tot gemiddeld 140 g/km<sup>1</sup> (ten opzichte van ongeveer 180 g/km in 2000). Er werd een tussentijdse doelstelling van 170 g/km vastgelegd voor 2003. Een uitbreiding van de ACEA-akkoorden wordt nog besproken. De doelstelling zou gemiddeld 120 g/km zijn, ten laatste in 2010. Omdat die uitbreiding nog niet werd goedgekeurd, maakt ze geen deel uit van het basisscenario.
- De bestaande reglementering om de uitstoot van verzurende stoffen door grote verbrandingsinstallaties en voertuigen te verminderen.

Drie alternatieve scenario's werden gedefinieerd, opgesteld en geanalyseerd in het kader van deze studie. Ze slaan op hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling, de mogelijkheid en de voorwaarden om opnieuw elektriciteit te produceren op basis van kernenergie en een nieuw intermodaal evenwicht in het personen- en goederenvervoer. De resultaten van die analyses worden in hoofdstuk III voorgesteld.

## F. Overige hypothesen

De resultaten van het basisscenario worden ook beïnvloed door bepaalde parameters zoals beslissingen om te investeren in de elektriciteitsproductie, het tijdschema om de bestaande thermische centrales af te bouwen, de actualisatievoet die een invloed heeft op beslissingen van de verschillende economische actoren om te investeren, de hypothesen en mechanismen rond technologische vooruitgang, de evolutie van energietaksen en de emissiefactoren van CO<sub>2</sub>.

Die parameters zijn afkomstig uit dezelfde bronnen of ze zijn identiek aan de hypothesen die in de vorige studie *Energievooruitzichten 2000-2020, Verkennende scenario's voor België* werden gebruikt, een studie die het FPB in januari 2001 publiceerde<sup>2</sup>. Hieronder volgt een samenvatting van de overige bronnen en hypothesen. Voor gedetailleerder informatie kan de lezer de studie in kwestie raadplegen.

- De energietaksen zouden onveranderd blijven in reële termen tijdens de projectieperiode en zijn in overeenstemming met de geldende wetgeving van juli 2002.

---

1. Met andere woorden, de nieuwe personenwagens die op de markt zullen komen in 2008/2009 zullen gemiddeld 5,8 liter benzine verbruiken of 5,25 liter diesel op 100km.

2. 'Energievooruitzichten 2000-2020: verkennende scenario's voor België', Christophe Courcelle, Dominique Gusbin, Federaal Planbureau, Planning Paper 88, januari 2001.

- Het actualiseringspercentage speelt een belangrijke rol in het PRIMES-model. Dat percentage beïnvloedt de investeringsbeslissingen van de economische actoren op het vlak van energie-uitrusting. Er wordt algemeen aangenomen dat de tijdshorizon waartegen een economische actor een investeringsbeslissing overweegt, kleiner wordt als hij gevoeliger is voor het risico. Technisch gezien zal zich dat uiten in een hoger actualiseringspercentage zodat de beslissingen op korte termijn belangrijker worden. Drie verschillende actualiseringspercentages worden gebruikt in de projecties. Het eerste betreft de gecentraliseerde producenten en bedraagt 8 %, het tweede betreft de industrie en de tertiaire sector en bedraagt 12 %. Het derde wordt gebruikt voor beslissingen van de huishoudens over investeringen inzake vervoer en huishoudelijke uitrustingen en bedraagt 17,5 %.
- De energievoorzichten houden rekening met de uitbreiding en buitengebruikstelling van de productiecapaciteit voor elektriciteit waarover beslist werd vóór 31 december 2001. Deze informatie is afkomstig van het rapport EURPROG 2001 van EURELECTRIC en van de EPIC-databank die ontwikkeld werd door ESAP<sup>1</sup> nv. Vanaf 2010 is de ontmanteling van de centrales geprogrammeerd op basis van hun technische levensduur. De uitbreiding van de productiecapaciteit die nodig is om aan de vraag te voldoen, is endogeen aan het model en gebaseerd op de minimalisering van de (geactualiseerde) productiekosten op lange termijn.<sup>2</sup>
- De gegevens over het potentieel van hernieuwbare energie komen uit het AMPERE-rapport<sup>3</sup> (zie infra sectie III.B.3).
- De gebruikte emissiefactoren voor de berekening van de emissies van energetische oorsprong zijn de volgende (uitgedrukt in ton CO<sub>2</sub> per toe): 3,941 voor steenkool, 2,872 voor benzine, 3,069 voor gasolie en 2,336 voor aardgas.

---

1. <http://www.esap.be>

2. Onder kosten dient men de technische productiekosten te verstaan, d.w.z. zonder de externe kosten. Bijlage 3 behandelt de evolutie van de technische productiekosten en gaat dieper in op de impact van het in rekening brengen van de externe kosten veroorzaakt door de elektriciteitsproductie op de concurrentiekracht van de verschillende soorten elektriciteitscentrales.

3. [http://www.mineco.fgov.be/energy/index\\_nl.htm](http://www.mineco.fgov.be/energy/index_nl.htm).





## Het basisscenario

Het basisscenario<sup>1</sup>, dat in dit hoofdstuk wordt voorgesteld en geanalyseerd, geeft een samenhangend beeld van de evolutie van het Belgisch energiesysteem tot 2030. Die evolutie is gebaseerd op een reeks gestaaftde hypothesen over de demografische en economische context (activiteit van de sectoren, internationale brandstofprijzen, enz.) en op de bestaande beleidsmaatregelen op het vlak van energie, vervoer en milieu. Daarbij wordt verondersteld dat de huidige trends en structurele wijzigingen zullen worden voortgezet. In dat kader kan men met het basisscenario dus de vinger leggen op de langetermijnproblemen op het vlak van energie, vervoer en milieu en de acties identificeren die moeten worden genomen om oplossingen aan te reiken.

### A. Vooruitzichten inzake energieverbruik: algemene trends

Het bruto binnenlands energieverbruik (bbv), dat ook wel primaire energievraag wordt genoemd, is een maat voor het totale energieverbruik van een land. Het omvat immers zowel de eindvraag naar energie van de industrie, de tertiaire sector, de gezinnen en het vervoer als de energievraag van de transformatiesector met als voornaamste vertegenwoordigers in België de elektriciteitssector en de raffinaderijen. Aan dat energieverbruik wordt enerzijds voldaan door de primaire energieproductie op het grondgebied (bijvoorbeeld windenergie) en anderzijds, door de invoer (petroleum, aardgas, enz.).

De resultaten van het basisscenario tonen een toename van het totale energieverbruik over de periode 2000-2030. De gemiddelde groeivoet is echter veel lager dan in het verleden: het groeitempo zou 0,2 % per jaar bedragen, terwijl het energieverbruik tussen 1970 en 2000 met 1,1 % per jaar toenam en tussen 1990 en 2000 zelfs met 1,9 % per jaar.

De vooruitzichten inzake de evolutie van het bruto binnenlandse energieverbruik (bbv) kunnen worden onderzocht op basis van de evolutie van drie factoren: de bevolking (bev), het bruto binnenlands product per inwoner (bbp/bev) en de energie-intensiteit van het bruto binnenlands product (bbv/bbp). Dat blijkt uit de volgende vergelijking:

$$bbv = (bbp/bev) \times (bbv/bbp) \times bev$$

In het basisscenario ziet men dat de bevolking over de projectieperiode met gemiddeld 0,2 % per jaar groeit, dat de gemiddelde jaarlijkse groeivoet van het bbp

---

1. De gedetailleerde energiebalansen voor het basisscenario worden voorgesteld in Bijlage 2. De gebruikte terminologie en de methodologie zijn overgenomen van de energiebalansen van Eurostat.

per inwoner 1,7 % bedraagt, maar dat de energie-intensiteit tussen 2000 en 2030 met 1,6 % per jaar daalt. Op die manier zou de gevoelige verbetering van de energie-intensiteit van de economie voor de komende dertig jaar een compensatie vormen voor de niet minder belangrijke toename van het bbp per inwoner, zodat de evolutie van het energieverbruik het groeitempo van de bevolking zou volgen. Interessant om weten is dat die evolutie een breuk vormt met de trends uit het verleden. Vroeger woog de evolutie van het bbp per inwoner het zwaarst door op de evolutie van het energieverbruik en werd de verbetering van de energie-intensiteit van het bbp gecompenseerd door de groei van de bevolking.

**TABEL 2 - Evolutie van het energieverbruik en sleutelindicatoren (in %)**

	00//90	10//00	20//10	30//20
Bbp	2,2	2,2	1,8	1,6
Bevolking	0,3	0,3	0,2	0,2
Bbp/inwoner	1,9	1,9	1,6	1,5
Bbv	1,9	0,7	0,3	-0,3
Energie-intensiteit van het bbp*	-0,3	-1,4	-1,5	-1,9
Bbv/inwoner	1,6	0,5	0,1	-0,4

//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet

\*: Bruto binnenlands verbruik (bbv) gedeeld door het bbp.

De sterkere verbetering van de energie-intensiteit van het bbp is te verklaren door de volgende factoren:

- de gevoelige verbetering van de energie-efficiëntie, zowel bij het energie-aanbod als bij de eindvraag naar energie, vooral als gevolg van de stijging van de reële energieprijzen;
- de structuurwijzigingen van de Belgische industrie;
- het verzadigingseffect van de vraag naar energieverbruikende toepassingen (zie infra);
- de weerslag van beleidsmaatregelen waarmee in het basisscenario rekening werd gehouden, zoals het akkoord tussen de Europese Commissie en de autoconstructeurs om het gemiddelde verbruik van het wagenpark te verminderen, of de uitstap uit kernenergie<sup>1</sup>.

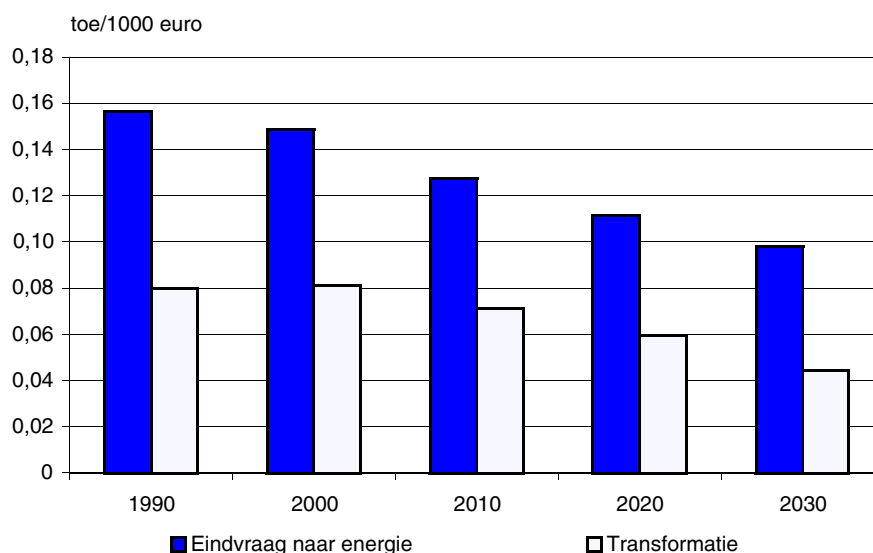
Die verklarende factoren zullen in de gedeelten over de sectorale analyse van de eindvraag naar energie nader worden toegelicht en gekwantificeerd. Figuur 3 geeft echter reeds een eerste aanwijzing van het relatieve belang van die factoren omdat daarin de energie-intensiteit van het bbp wordt ontbonden in de componenten 'eindvraag naar energie' en 'transformatie'<sup>2</sup>.

Zo kan men vaststellen dat, in het begin van de projectieperiode (2000-2010), de twee componenten ongeveer evenveel bijdragen tot de verbetering van de energie-intensiteit van het bbp (-1,4 % per jaar tegenover -0,3 % per jaar tussen 1990

1. Bij statistische afspraak krijgen de kerncentrales een omzettingsrendement van 33 % toegewezen. De vervanging van kerncentrales door thermische centrales of door centrales die werken op basis van hernieuwbare energie en die gekenmerkt worden door een hoger rendement, leidt bijgevolg tot een gevoelige verbetering van de gemiddelde efficiëntie van de elektriciteitsproductie en, als gevolg daarvan, tot een kleinere energievraag voor eenzelfde elektriciteitsproductie.
2. Bij benadering kan men immers de volgende vergelijking schrijven:  $(bbv/bbp) = (\text{eindvraag naar energie}/bbp) + (\text{energie-inputs van de transformatiesector}/bbp)$ .

en 2000). Van 2010 tot 2030 daarentegen, gaat de daling van de intensiteit van de eindvraag naar energie zich stabiliseren rond  $-0,3\%$  per jaar, terwijl de daling van de intensiteit van de transformatie versnelt van  $-1,8\%$  per jaar tussen 2010 en 2020 naar  $-2,9\%$  per jaar tussen 2020 en 2030. Die evolutie is eerder het gevolg van de uitstap uit kernenergie en de statistische afspraak in verband met de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie (zie voetnoot p. 20) dan van een betere energie-efficiëntie in de elektriciteitssector, hoewel die er wel degelijk is.

**FIGUUR 3 - De componenten van de energie-intensiteit van het bbp**



Een andere interessante indicator is het energieverbruik per inwoner. Het zou tussen 2000 en 2015 slechts lichtjes stijgen (met gemiddeld  $0,4\%$  per jaar). Nadien zou het regelmatig dalen en in 2030 uitkomen op het niveau van het jaar 2000.

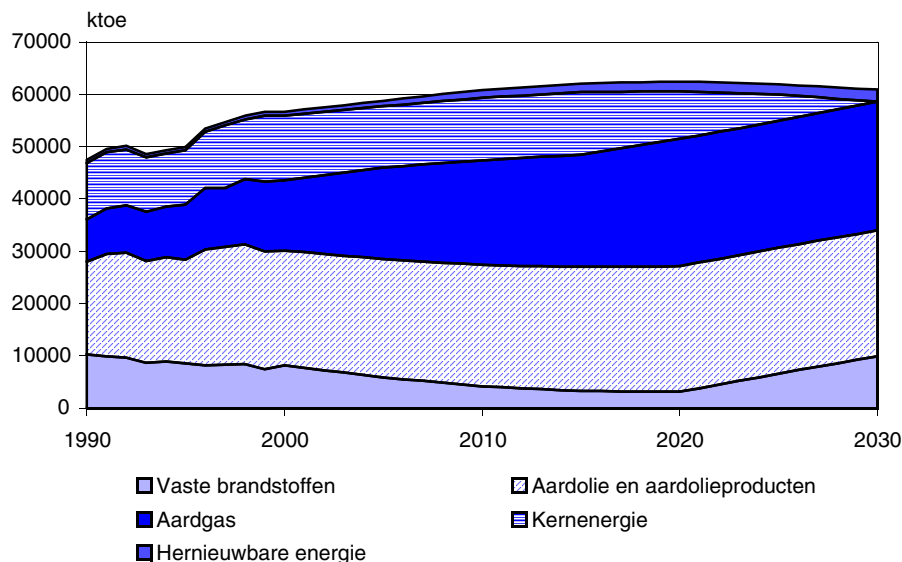
## B. De primaire energievraag

Tussen 1970 en 2000 nam het bruto binnenlands energieverbruik (bbv) in België met ongeveer  $40\%$  toe, nl. van 41 Mtoe tot 57 Mtoe. Van de stijging met 16 Mtoe deed iets minder dan de helft ( $45\%$ ) zich voor tussen 1995 en 2000. Op dat ogenblik was de economische context zeer gunstig en waren de energieprijzen tamelijk laag. De periode 1970-2000 werd eveneens gekenmerkt door belangrijke wijzigingen in de structuur van het bbv: het aandeel van de vaste en vloeibare brandstoffen verminderde geleidelijk, eerst ten voordele van kernenergie en nadien van aardgas. Er dient echter te worden opgemerkt dat tijdens de jongste vijftien jaar het aandeel van de olieproducten in de totale primaire energievraag zich stabiliseerde.

Tussen 2000 en 2030, daarentegen, zou het bbv maar met  $7\%$  toenemen, nl. van 57 Mtoe tot iets meer dan 61 Mtoe. Bovendien zou de groei van de primaire energievraag geleidelijk vertragen:  $7,4\%$  tussen 2000 en 2010 (vergeleken met  $20\%$  tussen 1990 en 2000) en nog slechts  $2,6\%$  tussen 2010 en 2020. Tussen 2020 en 2030, ten slotte, zou het bbv met hetzelfde percentage afnemen ( $-2,5\%$ ) en terug het niveau van 2010 halen. Een belangrijke opmerking hierbij is dat die evolutie op het einde van de projectieperiode niet zozeer toe te schrijven is aan een dalen-

de eindvraag naar energie of de dalende energievraag voor raffinage of elektriciteitsproductie, maar eerder het statistische gevolg is van de uitstap uit kernenergie (zie supra).

**FIGUUR 4 - Primaire energievraag**



Aardgas en hernieuwbare energie zijn de sterkst groeiende energievormen. Tussen 2000 en 2030 zou hun verbruik respectievelijk met 84 en 200 % toenemen.

*Aardgas, aardolie en aardolieproducten*

Het aandeel van aardgas zou oplopen van 23 % in 2000 tot 40 % in 2020 en 2030 en zou dus even groot worden als het aandeel van aardolie en aardolieproducten, dat over de hele projectieperiode stabiel blijft. De sterke groei van het aardgasverbruik is vooral toe te schrijven aan de ontwikkeling van de elektriciteits- en warmteproductie voor gasturbines met gecombineerde cyclus (STEG-centrales) en aan de ontwikkeling van de warmtekrachtkoppeling op aardgas. Terwijl de elektriciteitssector in 2000 slechts een kwart van de primaire vraag naar aardgas nodig had, zou zijn aandeel in 2020 en 2030 oplopen tot 50 %. De andere helft zou in de sectoren van de eindvraag naar energie (industrie, gezinnen, enz.) worden verbruikt.

*Hernieuwbare energie*

Vermits hernieuwbare energie een steeds grotere rol speelt in de primaire energievraag, groeit haar aandeel aanzienlijk van 1,3 % in 2000 naar 3 % in 2020 en 3,7 % in 2030. Net als voor aardgas is die groei vooral toe te schrijven aan de elektriciteitsproductie. Windenergie en biomassa zijn de energievormen die het meest bijdragen tot de verwachte toename. Windenergie kent relatief gesproken de grootste groei, namelijk van 1 ktoe in 2000 naar 288 ktoe in 2030; het grootste gedeelte van die groei zou zich tussen nu en 2010 situeren (31,2 % per jaar). Biomassa zou daarentegen de sterkste groei kennen in absolute termen met +1060 ktoe over de periode 2000-2030. Momenteel wordt biomassa voornamelijk gebruikt voor de productie van elektriciteit en voor de verwarming van gebouwen, maar op het einde van de projectieperiode zou biomassa voor 60 % worden gebruikt voor de productie van biobrandstoffen; dat gebruik zou dan ook het grootste gedeelte van de toename van de vraag naar biomassa vertegenwoordigen. De groei van waterkracht, geothermische en zonne-energie, ten slotte, zou te

verwaarlozen zijn vooral vanwege de beperkte middelen en omdat, met name voor waterkracht, de meeste sites al worden geëxploiteerd.

### *Vaste brandstoffen*

Het verbruik van vaste brandstoffen zou verder dalen, minstens tot 2020, een daling die in de jaren tachtig begon. In 2020 zou het nog amper 5 % van de primaire energievraag uitmaken tegenover 32 % in 1970 en 14 % in 2000. Tussen 2020 en 2030 zou het steenkoolverbruik zich herstellen omdat de kerncentrales geleidelijk sluiten en omdat de gascentrales aan concurrentiekracht inboeten als gevolg van de hogere invoerprijs van aardgas. Bijgevolg zou de vraag naar vaste brandstoffen geleidelijk stijgen en 16 % van de primaire energievraag bedragen in 2030, wat te vergelijken is met het niveau van 1990.

### *Energie-invoer*

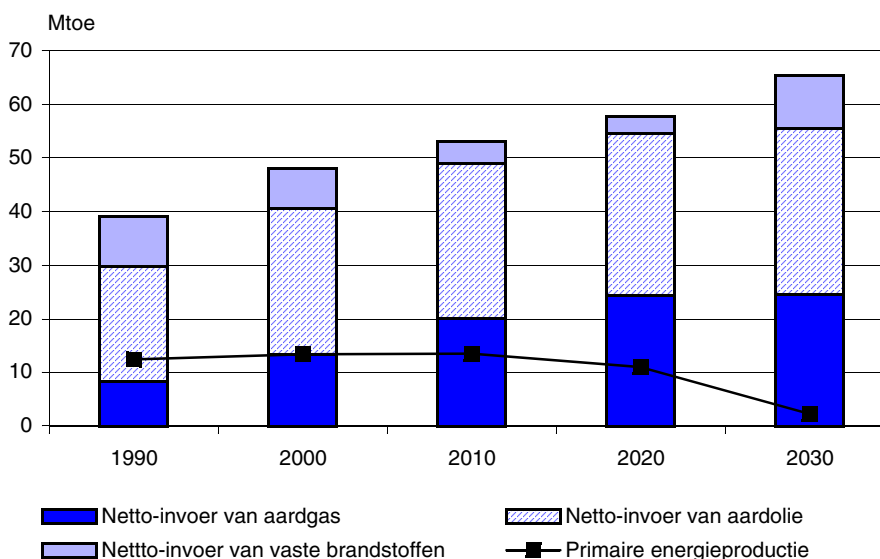
Een belangrijk gevolg van de hierboven beschreven ontwikkelingen is dat het Belgisch energiesysteem tegen 2030 nog meer van energie-invoer zal afhangen. België was in 2000 reeds voor bijna 80 % afhankelijk van de invoer vanwege de sluiting van de steenkoolmijnen in het midden van de jaren negentig. Vermits er in België geen aardolie- en aardgasproductie is, zou België in 2030 meer dan 96 % van zijn energiebehoefte invoeren. Het gaat om de invoer van fossiele brandstoffen en dan vooral om koolwaterstoffen. In volume betekent die ontwikkeling een toename van de invoer van aardgas, aardolie en steenkool met respectievelijk 84 %, 10 % en 21 % in 2030 ten opzichte van 2000. In België is de primaire energieproductie beperkt tot kernenergie (tot 2025) en hernieuwbare energiebronnen.

Het feit dat België steeds meer afhankelijk wordt van aardgas roept vragen op vooral omdat de productie bij twee belangrijke leveranciers, nl. Nederland en Noorwegen, vanaf 2010-2020<sup>1</sup> geleidelijk zou krimpen. In 2030 zou de totale productie van aardgas in deze twee landen 17 % lager liggen. Bijgevolg zou België, maar ook de overige Europese landen<sup>2</sup>, steeds meer afhangen van de invoer van aardgas van buiten Europa, met name uit Afrika (Algerije, Nigeria, enz.), Rusland en het Midden-Oosten. In die twee laatste regio's zijn er rijke aardgasvoorraden en de gasproductie zou zich daar de volgende dertig jaar aanzienlijk ontwikkelen.

Die ontwikkelingen (de snelle groei van de vraag naar aardgas en dus van de ingevoerde volumes) en de gewijzigde bevoorradingsstructuur, zullen binnen en buiten België grote investeringen vergen in vervoer-, distributie- en opslagcapaciteit en de risico's qua bevoorrading zouden groter kunnen worden. Die risico's kunnen echter worden beperkt dankzij de verschillende acties uit het Groenboek van de Europese Commissie<sup>3</sup>, zoals een uitbreiding van het aantal transportroutes voor gas<sup>4</sup>, een betere integratie van het Europese gasnet en een permanente dialoog met de gasproducerende landen<sup>5</sup>.

- 
1. Bron: 'World Energy, Technology and Climate Policy Outlook: WETO 2030', Europese Commissie, DG Onderzoek, 2003 (EUR 20366).
  2. In Groot-Brittannië, dat ook aardgas produceert, zou de productie eveneens geleidelijk verminderen.
  3. Green Paper 'Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply', Europese Commissie, 2001.
  4. Daarom worden verscheidene routes onderzocht om het Russisch gas naar de West-Europese landen te vervoeren.
  5. In dat kader kan het partnership- en samenwerkingsakkoord tussen Rusland en de Europese Unie worden vermeld.

**FIGUUR 5 - Primaire energieproductie en netto-invoer van energie**



*Primaire energieproductie*

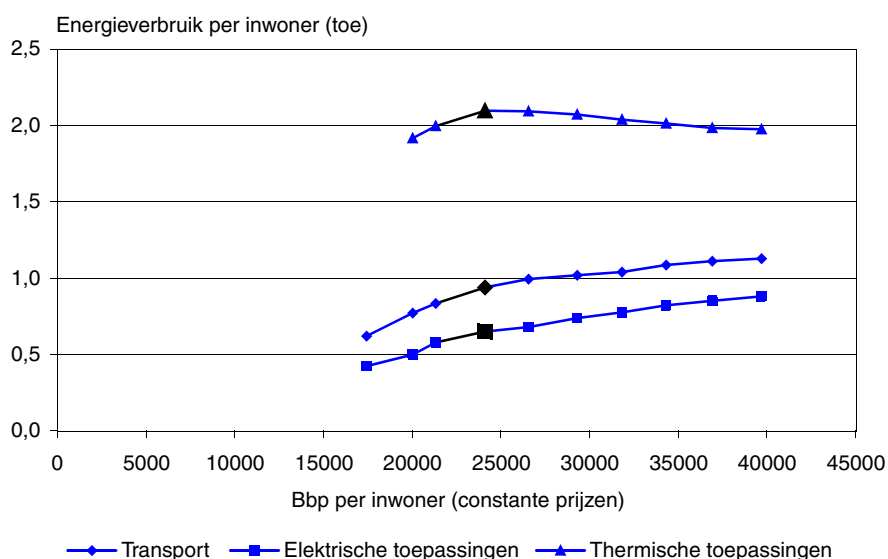
Het saldo tussen de primaire energievraag en de invoer wordt verzekerd door de primaire energieproductie (zie figuur 5), die in België wordt geleverd door kernenergie<sup>1</sup> en hernieuwbare energie. Na 2025, zou dat alleen nog hernieuwbare energie zijn als gevolg van de sluiting van de kerncentrales. In 2000 vertegenwoordigde kernenergie 93 % van de primaire energieproductie en nam de hernieuwbare energie 7 % voor haar rekening. Ondanks de verdrievoudiging van de productie tussen 2000 en 2030 zal hernieuwbare energie er niet in slagen om de geleidelijke vermindering van de primaire productie op basis van kernenergie te compenseren. Bijgevolg zou het aandeel van de primaire energieproductie in het bruto binnenlands energieverbruik in 2030 niet hoger dan 4 % zijn.

*Energiediensten*

Om de langetermijnvooruitzichten voor het energieverbruik van ons land te analyseren, is het interessant de voornaamste energiediensten te identificeren die aan de basis liggen van dat verbruik en hun ontwikkeling te onderzoeken. Het gaat om mobiliteit (totaal energieverbruik voor transport, alle transportmodi samen), elektrische toepassingen (eindverbruik van elektriciteit) en thermische toepassingen (vooral verbruik van fossiele brandstoffen voor de verwarming van gebouwen en industriële processen<sup>2</sup>).

Figuur 6 geeft de ontwikkelingen uit het verleden en de toekomstige vooruitzichten van het vereiste energieverbruik per inwoner voor die energiediensten. De gegevens over het verbruik worden gecombineerd met de gegevens over het bbp per inwoner om het verband tussen energieverbruik en economische groei te verduidelijken.

1. De hoeveelheid energie in de rubriek 'primaire productie kernenergie' van de energiebalansen wordt verkregen door een omzettingsrendement van 33 % toe te passen op het bedrag van de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie.  
 2. Enkel voor energetische toepassingen.

**FIGUUR 6 - Energiediensten en bbp per inwoner, 1980-2030<sup>1</sup>**

Vóór 2000 volgt het energieverbruik voor de voornaamste energiediensten de evolutie van het bbp. De sterkste groei is voor rekening van de transportsector. In de loop van de projectieperiode zou de vraag naar elektriciteit en brandstoffen voor het transport blijven evolueren zoals het bbp, maar in een trager tempo dan voorheen. Omgekeerd zou het verbruik van fossiele brandstoffen voor thermische toepassingen gestaag dalen en, per inwoner, terug het niveau van 1995 bereiken. Die ontwikkeling weerspiegelt de te verwachten wijzigingen in de economische (meer dienstengerichte activiteiten) en industriële structuur, de betere energie-efficiëntie en een zekere verzadiging van de verwarmingsbehoeften, die de ontwikkeling van het beschikbaar inkomen van de gezinnen niet meer zouden volgen.

In een land met een hoog inkomen zoals België, zijn de meeste gebouwen reeds uitgerust met een verwarmingsinstallatie die aan 'normale' comfortnormen beantwoordt. Een verhoging van het beschikbaar inkomen zou niet leiden tot een stijging van de kamertemperatuur en dus van het energieverbruik<sup>2</sup>. Die verzadiging van het uitrustingspark speelt, weliswaar in mindere mate, ook een rol in de tragere groei van de elektriciteitsvraag en van de energievraag voor vervoer. Een hoger beschikbaar inkomen zou nog wel een weerslag kunnen hebben op het wagenpark en op elektrische uitrustingen omdat het verzadigingseffect daar pas later volop speelt.

De vooruitzichten voor het energieverbruik worden dus, zoals we reeds zagen, bepaald door de vooruitzichten voor de eindvraag naar energie van de verschillende economische sectoren enerzijds en door de vooruitzichten voor het energieverbruik van de transformatiesector anderzijds. Daarvan zijn de vooruitzichten voor de eindvraag naar energie en de productie van elektriciteit en stoom de belangrijkste. De ontwikkeling daarvan wordt in de twee volgende secties gedetailleerd beschreven.

1. De vergrote punten in de figuur komen overeen met het jaar 2000, de prijzen zijn constante prijzen van 2000, uitgedrukt in euro.
2. De hoogte van de temperatuur is vanzelfsprekend niet het enige element dat speelt. De toename van het aantal woningen en van de grootte van de woningen is een ander element, maar die toename zou meer dan gecompenseerd worden door de betere isolatie van de gebouwen en het hogere rendement van de verwarmingsinstallaties.

## C. De eindvraag naar energie

De vooruitzichten voor de eindvraag naar energie worden vooral bepaald door de demografische en economische vooruitzichten (groei en structuurveranderingen), de technologische vooruitgang en de evolutie van de energieprijzen. Volgens de hypothesen van het basisscenario zou de eindvraag naar energie tussen 2000 en 2030 met 0,5 % per jaar groeien. Bovendien zou het groeitempo geleidelijk vertragen, namelijk van 0,6 % per jaar tussen nu en 2010 tot slechts 0,3 % per jaar tijdens de laatste tien jaar van de projectie. In absolute termen zou het eindverbruik van energie met 5,3 Mtoe toenemen van 36,9 Mtoe tot 42,2 Mtoe in 2030. Ter vergelijking, tussen 1990 en 2000 is de eindvraag naar energie met ongeveer 5,7 Mtoe gestegen, d.i. een jaarlijkse gemiddelde groeivoet van 1,6 % per jaar.

### Olieproducten

Globaal zouden de olieproducten de dominante energievorm blijven ondanks het feit dat de vraag naar olieproducten zich zo rond 16 Mtoe stabiliseert over de beschouwde periode. Van 1990 tot 2000 steeg de eindvraag naar olieproducten gemiddeld met 1 % per jaar. Het aandeel van de olieproducten zou zakken van 44 % in 2000 naar 40 % in 2020 en naar 39 % in 2030. De voornaamste motor achter de evolutie van de vraag naar olieproducten enerzijds en achter de dominante rol van de olieproducten in de totale eindvraag naar energie anderzijds, blijft meer dan ooit de transportsector. Het is immers de enige sector waar de vraag naar olieproducten stijgt (0,8 % per jaar). In de overige sectoren daalt de vraag naar olieproducten zowel in absolute als in relatieve termen. Terwijl het aandeel van de transportsector in de eindvraag naar olieproducten 59 % bedroeg in 2000, zou het oplopen tot niet minder dan 70 % in 2020 en 73 % in 2030. Omgekeerd zou het aandeel van de industrie in 2030 nog slechts 6 % bedragen (tegenover 9 % in 2000) en dat van de residentiële en de tertiaire sector 21 % (tegenover 32 % in 2000).

### Aardgas

Aardgas zet zijn opmars voort, maar in een lager tempo dan de jongste tien jaar en met een verschillend profiel naar gelang van de sector. Zo zou de eindvraag naar aardgas tussen 2000 en 2030 stijgen met gemiddeld 0,9 % per jaar (of 2,1 % tussen 2000 en 2010 en 0,3 % tussen 2010 en 2030) en toenemen van 9,8 Mtoe tot 12,9 Mtoe. Ter vergelijking, over de periode 1990-2000 bedroeg de jaarlijkse groeivoet van de eindvraag naar aardgas gemiddeld 3,2 %. Het aandeel van aardgas in de totale eindvraag naar energie zou oplopen van 27 % in 2000 tot 31 % in 2030 (in 1990 bedroeg het slechts 23 %).

Tussen 2000 en 2010 zou het aardgasverbruik in alle sectoren (behalve vervoer) even snel toenemen als de totale eindvraag naar aardgas. Na 2010, daarentegen, zou het aardgasverbruik zowel in de industrie als in de residentiële sector zo goed als stabiel blijven, maar in de tertiaire sector zou het blijven stijgen. Die evolutie in de industrie is het gevolg van de ontwikkeling van de warmtekrachtkoppeling ten nadele van industriële stoomketels die aardgas verbranden om stoom te produceren<sup>1</sup>. Op het vlak van de eindvraag naar energie leidt de ontwikkeling van de warmtekrachtkoppeling tussen 2000 en 2030 tot een aanzienlijke stijging van de vraag naar stoom met gemiddeld 1,7 % per jaar. De evolutie in de residentiële sector is enerzijds toe te schrijven aan de verzaadiging van de vraag naar verwarming en de betere energie-efficiëntie van de

1. In het PRIMES-model worden de brandstoffen voor industriële WKK toegekend aan de sector van de productie van elektriciteit en stoom, terwijl de brandstoffen voor industriële stoomketels worden toegekend aan de industrie.



verwarmingsinstallaties. Anderzijds wordt de doorbraak van aardgas afgeremd door de noodzakelijke uitbreiding van het distributienet op het Belgische grondgebied.

### *Vaste brandstoffen*

Het aandeel van de vaste brandstoffen, namelijk steenkool en cokes, in de eindvraag naar energie blijft erop achteruitgaan. In 2030 zouden zij nog maar 4 % van de eindvraag naar energie vertegenwoordigen, tegenover 9 % in 2000 en 12 % in 1990. De ijzer- en staalindustrie is de voornaamste eindverbruiker van vaste brandstoffen en zou dat ook blijven. Zij verbruikte immers 80 % van de vaste brandstoffen in 2000 en in 2030 zou dat oplopen tot 90 %. De evolutie van de eindvraag naar steenkool en cokes hangt dus vooral af van de evolutie van de ijzer- en staalindustrie en meer bepaald van de staalproductie in de hoogovens<sup>1</sup>. Volgens de hypothesen in het basisscenario zou deze laatste tussen 2000 en 2030 met 45 % of ongeveer vier miljoen ton dalen.

### *Elektriciteit*

Van de traditionele energievormen zou elektriciteit de sterkste groei kennen: de groeivoet van de elektriciteitsvraag in de verschillende sectoren zou groter zijn dan die van de totale eindvraag naar energie. Het elektriciteitsverbruik zou stijgen met 1,5 % per jaar tussen 2000 en 2010, met 1,3 % tussen 2010 en 2020 en ten slotte met 0,8 % tussen 2020 en 2030. Over de projectieperiode zou het groeitempo van de elektriciteitsvraag dus gemiddeld 1,2 % per jaar bedragen. Hoewel die groei een bevestiging is van de toenemende elektrificatie van het energiesysteem, die kenmerkend is voor de industrielanden, is die groei kleiner dan in het verleden (2,9 % tussen 1990 en 2000) en kleiner dan de groei van het bbp. Dat is het gevolg van een geleidelijke verzadiging van de elektrische uitrustingen en een verbetering van de efficiëntie van die uitrustingen.

### *Stoom*

Het verbruik van stoom die in warmtekrachtkoppelingcentrales wordt geproduceerd, zou blijven toenemen, maar het groeitempo zou geleidelijk afnemen van 2,2 % per jaar tussen 2000 en 2020 tot amper 0,8 % over de periode 2020-2030.

### *Hernieuwbare energie*

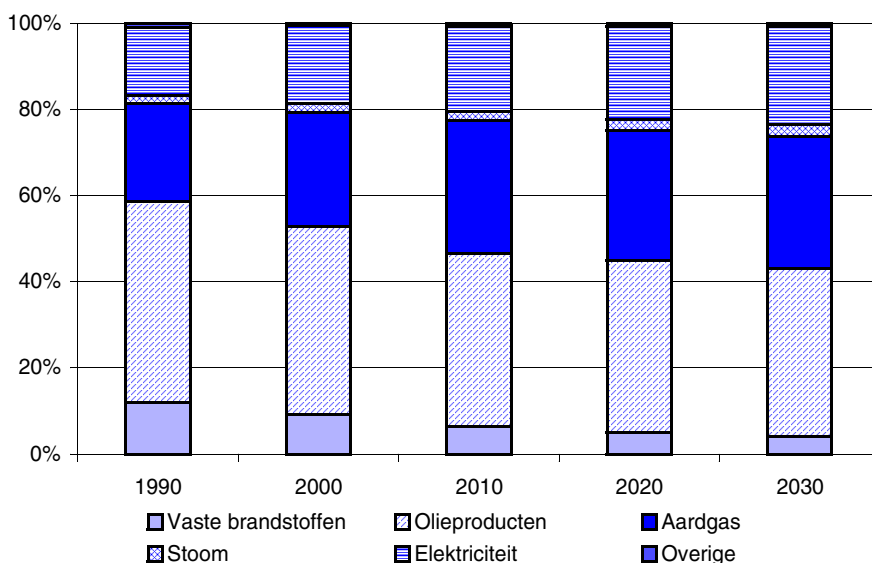
De nieuwe energievormen, ten slotte, zoals waterstof en ethanol voor het vervoer en hernieuwbare energie (vooral biomassa en zonne-energie) groeien nog iets, maar dat is marginaal ten opzichte van de totale eindvraag naar energie. Hun aandeel zou in 2030 immers onder 1 % blijven.

Uit wat voorafgaat kan men besluiten dat er volgens het basisscenario, in de totale eindvraag naar energie geen belangrijke verschuivingen zouden zijn tussen de verschillende energievormen. De ontwikkelingen van de laatste tien jaar zouden worden voortgezet.

---

1. In 2000 bedroeg de staalproductie in de hoogovens iets minder dan 9 miljoen ton, min of meer gelijk verdeeld over de sites van Cockerill (Luik en Charleroi) en van Sidmar (Gent).

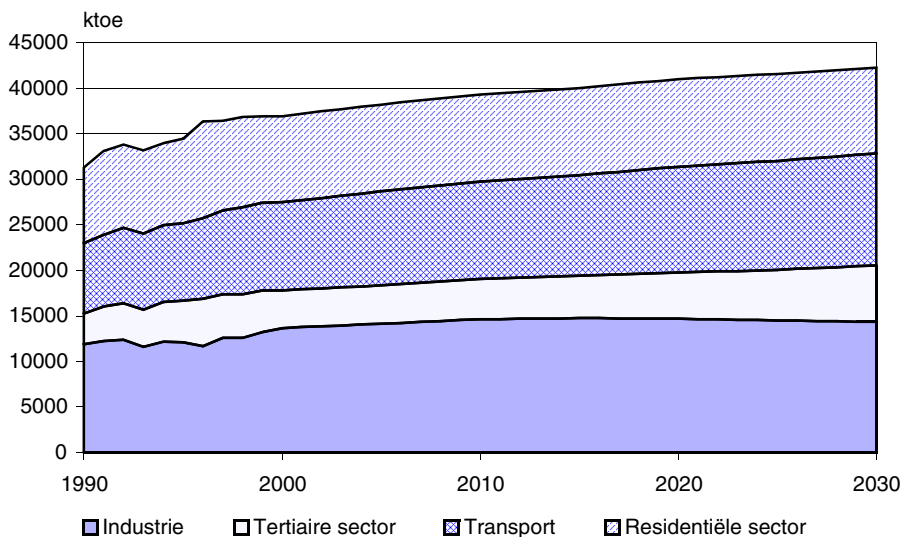
**FIGUUR 7 - Structuur van de eindvraag naar energie per brandstof**



*Sectorale evolutie*

Figuur 8 verduidelijkt de sectorale evolutie van de eindvraag naar energie de groei van de eindvraag naar energie zou gedurende de projectieperiode vooral worden gestuurd door de groei van het energieverbruik in de tertiaire sector en de transportsector. Die groei zou gemiddeld respectievelijk 1,4 % en 0,8 % per jaar bedragen (tegenover 0,5 % voor de totale eindvraag naar energie). Het groeipercentage van het energieverbruik in de industrie zou heel wat lager liggen (0,2 % per jaar), terwijl het energieverbruik in de residentiële sector in 2030 stabiel zou blijven op het niveau van 2000.

**FIGUUR 8 - Sectorale evolutie van de eindvraag naar energie**



Tegen 2030 zou het aandeel van de industrie, de transportsector, de residentiële sector en de tertiaire sector in de totale eindvraag naar energie respectievelijk 33 %, 29 %, 22 % en 16 % bedragen. In 2000 was dat 37 %, 26 %, 26 % en 11 %.

Achter die globale en sectorale evoluties op lange termijn gaan contrasterende evoluties schuil voor de verschillende energieverbruikende toepassingen binnen

eenzelfde sector. Ook tussen de verschillende bedrijfstakken en tussen de verschillende subperiodes van de projectie kunnen de evoluties verschillen. Daarom wordt hierna een meer gedetailleerde analyse per sector gegeven.

## 1. De eindvraag naar energie van de industrie

De evolutie van de eindvraag naar energie van de industrie weerspiegelt tegelijk de nationale en de internationale economische toestand, de structurele ontwikkelingen, een grotere energie-efficiëntie en de onderlinge substitutie van brandstoffen.

Wat de economische context betreft, stelt men vast dat de eindvraag naar energie van de industrie slechts lichtjes is toegenomen tussen 1990 en 1995, terwijl de toegevoegde waarde van de industrie met 0,3 % per jaar groeide. Daartegenover staat dat de eindvraag naar energie tussen 1995 en 2000 steeg met 2,6 % per jaar, terwijl tegelijk de toegevoegde waarde van de industrie toenam met 3,1 %.

De structurele evoluties die men sinds enige jaren in de industrie vaststelt, hebben betrekking op de snelle groei van industriële sectoren en subsectoren die een kleinere energie-intensiteit en een hogere toegevoegde waarde hebben, ten koste van de zware industrie (ijzer- en staalindustrie, niet-metaalhoudende mineralen). Ze hebben ook betrekking op de herstructurering van het productieapparaat vooral in de ijzer- en staalindustrie waar de elektrische staalfabrieken terrein winnen op de hoogovens. Die evoluties hebben ertoe bijgedragen dat de energie-intensiteit van de industrie (omschreven als de hoeveelheid energie die nodig is om één eenheid toegevoegde waarde te produceren) sinds een twintigtal jaar globaal is gedaald.

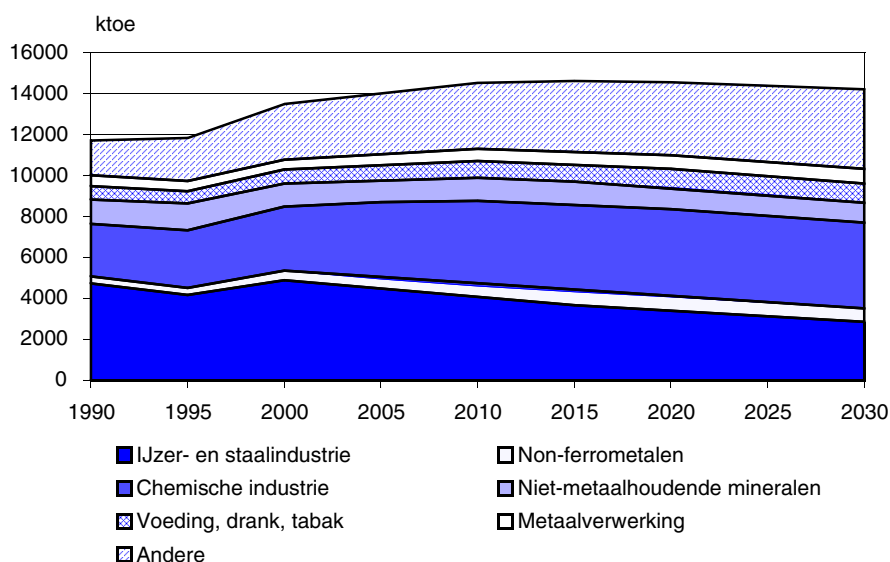
Een betere energie-efficiëntie en de omschakeling van brandstof hangen vooral af van de evolutie van de absolute en relatieve prijzen van de verschillende energievormen. Hoge energieprijzen bevorderen de doorbraak van efficiëntere technologieën en energiebesparend gedrag, wat tot een vertraging van de groei van het energieverbruik leidt. Omgekeerd gaan dalende energieprijzen gepaard met een toename van het energieverbruik en met een achteruitgang van de energie-intensiteit.

Volgens de hypothesen van het basisscenario zou de herstructurering van de Belgische industrie zich doorzetten tot 2030 waarbij een productie met een hogere toegevoegde waarde de voorkeur krijgt. Zo zou de toegevoegde waarde van de chemische industrie, en in het bijzonder van de farmaceutische industrie, en de metaalverwerking blijven toenemen met percentages die hoger zijn dan het gemiddelde van de industrie. Het aandeel van de hoogovens in de staalproductie zou blijven dalen (zie supra) en zou in 2030 nog slechts 58 % bedragen tegenover 77 % in 2000 en 91 % in 1990. Bovendien zou de totale staalproductie tegen 2030 gestaag dalen en nog slechts drie vierde van de productie van 2000 vertegenwoordigen. De energieprijzen, ten slotte, zouden gedurende de projectieperiode regelmatig stijgen.

Als de verschillende hierboven opgesomde factoren worden gecombineerd, komen we tot de volgende globale ontwikkelingen in de industrie. De groei van de economische activiteit van de industrie zou tijdens de tweede periode (1,6 % per jaar over de periode 2010-2030) vertragen vergeleken met de eerste periode (2,3 %

per jaar over de periode 2000-2010). Daardoor zou de eindvraag naar energie meer stijgen tijdens de eerste periode (0,7 % per jaar) dan tijdens de tweede. Door een significante verbetering van de energie-intensiteit met gemiddeld 1,6 % per jaar gedurende de projectieperiode zou de eindvraag naar energie tussen 2010 en 2030 stabiel blijven. Die verbetering moet worden toegeschreven aan structurele veranderingen, energiebesparingen vanwege de stijgende energieprijzen en aan de onderlinge substitutie van brandstoffen.

**FIGUUR 9 - Evolutie van de eindvraag naar energie van de industrie**



### Structurele veranderingen

De structurele veranderingen leiden tot een kleiner aandeel van de energie-intensieve industrie<sup>1</sup> in de totale eindvraag naar energie van de industrie. Het daalt van 71 % in 2000 naar 61 % in 2030. De energie-intensiteit van die industrieën is 3 à 10 keer groter dan in de overige industrietakken. Vandaar de grootte van de impact van die veranderingen op de globale energie-efficiëntie van de industrie en dus op de evolutie van de eindvraag naar energie. Terwijl de ijzer- en staalindustrie in 2000 36 % van de energiebehoeften van de industrie voor haar rekening nam, zou haar aandeel in de eindvraag naar energie in 2030 nog slechts 20 % bedragen. Omgekeerd zou het aandeel van de chemische industrie gedurende de periode 2000-2030 stijgen van 23 tot 29 %, maar de toename van haar energiebehoeften zou de dalende energiebehoeften van de ijzer- en staalindustrie niet compenseren.

### Brandstoffen

Wat de onderlinge substitutie van brandstoffen betreft, zouden de recente evoluties worden voortgezet en zouden de vaste brandstoffen en olieproducten plaats moeten ruimen voor aardgas en elektriciteit. Toch zou het aardgasverbruik, vooral voor industriële stoomketels, zich vanaf 2010 stabiliseren door de ontwikkeling van warmtekrachtkoppeling ten koste van industriële stoomketels voor de productie van stoom. In 2030 zou het aandeel van de vaste brandstoffen, de vloeibare brandstoffen, aardgas en elektriciteit respectievelijk 12 %, 7 %, 43 % en 30 % bedragen, terwijl het in 2000 ging om 23 %, 10 %, 37 % en 25 %. Er dient te worden opgemerkt dat het dalend verbruik van olieproducten tussen 2000 en 2030 zich

1. Namelijk de ijzer- en staalindustrie, de chemische industrie, de non-ferrometalen en de niet-metaalhoudende mineralen.

vooral situeert bij de zware producten (residuele stookolie en petroleumcokes). Het verbruik van stookolie stijgt echter regelmatig met 1,8 % per jaar. Het verbruik van biomassa en afval neemt eveneens toe, maar hun bijdrage tot de eindvraag naar energie van de industrie zou stabiel blijven (minder dan 1 %). Samengevat, worden de energievooruitzichten van de industrie gekenmerkt door een evolutie in de richting van efficiëntere, minder koolstofintensieve brandstoffen. De motoren en turbines op aardgas en de 'elektrotechnologieën' die meer en meer worden gebruikt in industriële toepassingen, kunnen inderdaad een beter energierendement voorleggen.

**TABEL 3 - Evolutie van de energie-intensiteit van de industrie (1990=100)**

	2000	2010	2020	2030	30/00	30//00
Industrie	103	89	75	63	-39	-1,6
- IJzer- en staalindustrie	n.b	n.b	n.b	n.b	-21	-0,8
- Chemische industrie	68	62	52	43	-37	-1,5
- Niet-metaalhoudende mineralen	86	76	64	54	-38	-1,6
- Non-ferrometalen	n.b	n.b	n.b	n.b	-16	-0,6
- Voeding, drank, tabak	58	55	52	48	-16	-0,6
- Textiel, leer, kleding	68	69	62	55	-19	-0,7
- Papier, drukwerk	93	84	74	65	-30	-1,2
- Metaalverwerking	82	80	73	66	-19	-0,7

n.b.: niet beschikbaar

/: groeivoet (%)

//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet (%)

### Energie-intensiteit

De globale energie-intensiteit van de industrie zou dus in 2030 verbeteren met 39 % ten opzichte van 2000. Wat de industrietakken betreft, zou de grootste intensiteitsverbetering worden geboekt in de chemische industrie en de niet-metaalhoudende mineralen (respectievelijk met 37 % en 38 %). In het basisscenario wordt de evolutie van de chemische industrie gekenmerkt door een verandering van de productiestructuur. Producten met een hoge toegevoegde waarde zoals de farmaceutica en de cosmetica zouden groeien ten koste van energie-intensieve producten zoals meststoffen en de producten uit de petrochemie. In de tak van de niet-metaalhoudende mineralen zou gedurende de projectieperiode de cementproductie dalen en zou er meer gerecycleerd glas worden gebruikt. In de meeste minder energie-intensieve takken (metaalverwerking, voeding, textiel) is de verbetering van de energie-intensiteit minder groot. Ze bedraagt tussen 15 en 20 % en is vooral het gevolg van de technologische vooruitgang.

## 2. De eindvraag naar energie van de transportsector

De transportsector heeft in de loop van de voorbije tien jaar de opvallendste ontwikkelingen gekend, zowel qua energieverbruik als qua uitstoot van pollutanten. Tussen 1990 en 2000 is het energieverbruik van de transportsector toegenomen met gemiddeld 2,3 % per jaar en de uitstoot van CO<sub>2</sub> met 2,4 % per jaar. Die groei-percentages zijn de hoogste van alle sectoren en liggen veel hoger dan de

groeipercentages van de totale eindvraag naar energie en van de daaraan gekoppelde totale uitstoot van CO<sub>2</sub>.

Tussen 2000 en 2030 zou het energieverbruik van de transportsector blijven stijgen in een tempo dat nog steeds hoger is dan dat van de totale eindvraag naar energie. De groei zou wel niet zo fors zijn als in het verleden (+0,8 % per jaar) en zou vooral voortvloeien uit de evolutie van het personenvervoer, zowel in termen van activiteit<sup>1</sup> als in termen van technologische vooruitgang. Ondanks een regelmatige stijging van het gezinsinkomen, tomen verzadigingseffecten de groei van de vraag naar vervoer door de gezinnen in. De akkoorden tussen de Europese Commissie en de autoconstructeurs (ACEA/KAMA/JAMA) om de CO<sub>2</sub>-uitstoot van nieuwe voertuigen te verminderen, leiden tot een grotere globale energie-efficiëntie van het wagenpark (zie hoofdstuk I).

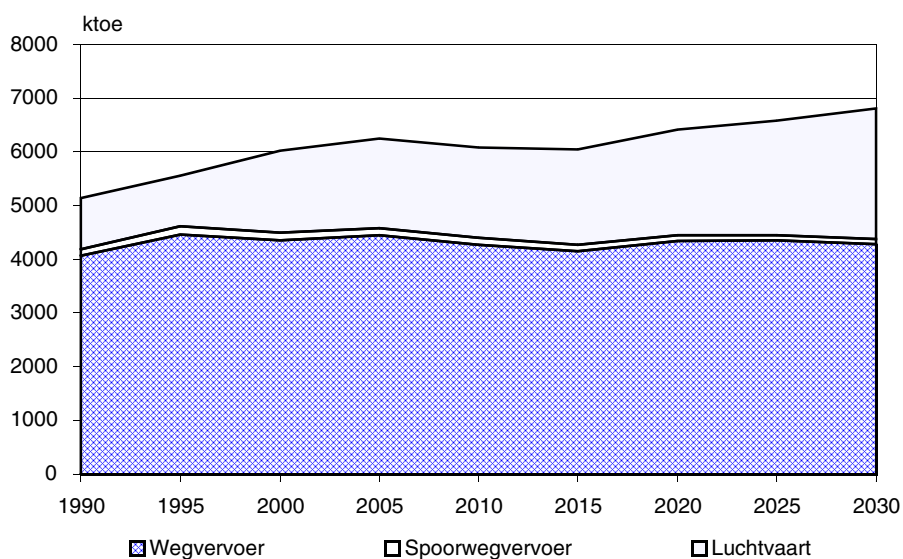
### *Personenvervoer*

Volgens de hypothesen van het basisscenario zou de activiteit van het personenvervoer tussen 2000 en 2030 toenemen met jaarlijks 1,4 %, wat een aanzienlijke vertraging is ten opzichte van de voorbije trends<sup>2</sup>. Van de verschillende transportmodi zou de luchtvaart de grootste groei kennen (+3,8 %), gevolgd door het autovervoer (+1,3 %), het spoorvervoer (+0,9 %) en het openbaar vervoer over de weg (+0,7 %). De evolutie van de luchtvaart ligt in het verlengde van de huidige trends, namelijk meer verplaatsingen over lange afstand. Desondanks zou het vervoer met de wagen het belangrijkste vervoermiddel voor personen blijven met nog steeds een aandeel van 76 % in 2030 tegenover 80 % in 1990. Het openbaar vervoer via het spoor en via de weg zou nog slechts 13 % vertegenwoordigen tegenover 16 % in 1990.

Het energieverbruik voor het personenvervoer zou tussen 2000 en 2030 stijgen met jaarlijks 0,4 %, wat niet alleen heel wat lager is dan het groeipercentage tussen 1990 en 2000 (+1,6 % per jaar), maar ook lager is dan het ontwikkelingstempo van de transportactiviteit gedurende de projectieperiode (+1,4 % per jaar). Een gedetailleerde analyse per vervoermiddel toont dat de stijgende transportactiviteit voor alle transportmiddelen (openbaar vervoer, auto's, treinen, vliegtuigen) alleen bij de luchtvaart voor een toename van het energieverbruik zorgt (+1,6 % per jaar tussen 2000 en 2030). Bijgevolg zou de luchtvaart in 2030, 36 % van de energiebehoeften van het personenvervoer vertegenwoordigen tegenover 25 % in 2000. Omgekeerd, zou het aandeel van het wegvervoer dalen van 72 % in 2000 tot 63 % in 2030. Binnen het wegvervoer blijft het aandeel van de personenwagens stabiel rond 98 %.

Uit de evolutie van het energieverbruik blijkt dat de globale energie-efficiëntie van het personenvervoer<sup>3</sup> sterk verbetert. Gedurende de projectieperiode zou de energie-efficiëntie met gemiddeld 1 % per jaar verbeteren, tegenover 0,3 % tussen 1990 en 2000. Die verbetering vloeit vooral voort uit het feit dat de akkoorden met de autoconstructeurs in werking treden en de huidige vliegtuigvloot geleidelijk wordt vervangen door toestellen die minder kerosine verbruiken.

- 
1. De activiteit van personenvervoer wordt uitgedrukt in reizigerskilometer; de activiteit van het goederenvervoer wordt uitgedrukt in tonkilometer.
  2. Bijvoorbeeld +1,9 % tussen 1990 en 2000.
  3. Gemeten als het energieverbruik per reizigerskilometer.

**FIGUUR 10 - Energieverbruik voor het personenvervoer**

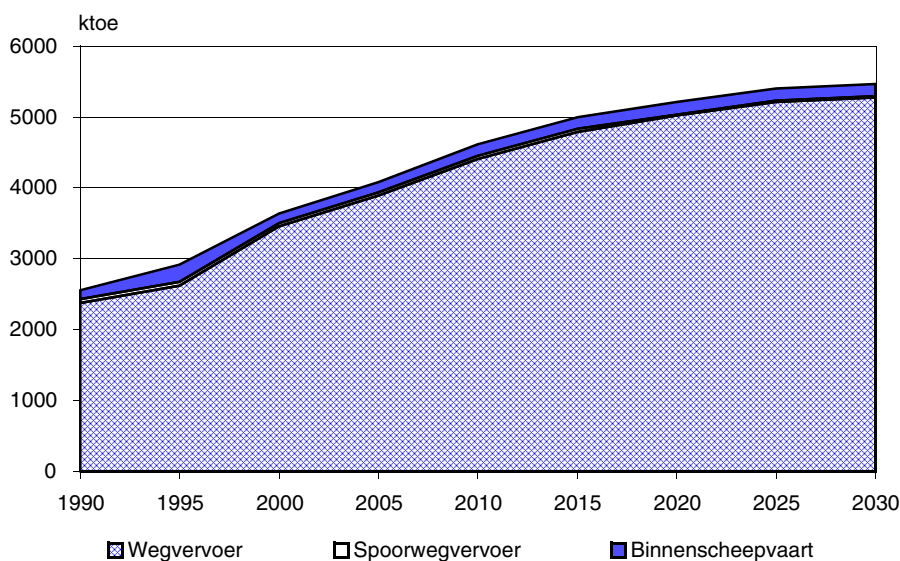
### Goederenvervoer

In tegenstelling tot het personenvervoer, zou de groei van de activiteit van het goederenvervoer niet vertragen: zij zou blijven toenemen in een tempo dat vergelijkbaar is met dat van het jongste decennium (+1,7 % per jaar). Die forse en blijvende toename is het gevolg van de industriële organisatie op basis van just-in-time en van de toenemende geografische specialisatie van de productie van goederen binnen de Europese Unie. Hier zou de activiteit van het wegvervoer (d.w.z. met vrachtwagens) de grootste stijging<sup>1</sup> kennen (+2 % per jaar), gevolgd door de binnenscheepvaart (+1 %) en het spoorverkeer (+0,9 %). In 2030 zou het aandeel van het wegvervoer in de totale activiteit van het goederenvervoer 76 % bedragen tegenover 70 % in 2000.

De vrachtwagen is het meest energie-intensieve transportmiddel voor goederen. Daardoor wordt de positieve impact van de verbeterde energie-efficiëntie van de verschillende vervoermiddelen (met 15 % over de periode 2000-2030 voor vrachtwagens, 64 % voor goederentreinen en 7,5 % voor binnenschepen) op het energieverbruik sterk afgezwakt. De verbetering van de globale energie-efficiëntie van het goederentransport<sup>2</sup> zou gedurende de projectieperiode kleiner zijn dan 10 % of slechts 0,3 % per jaar.

Als gevolg van die beperkte winst aan energie-efficiëntie, stijgt het energieverbruik voor het goederenvervoer met 50 % in de periode 2000-2030 (+1,4 % per jaar). Hoewel die groei hoger ligt dan bij het personenvervoer (+0,4 %), ligt ze toch lager dan de recente groeicijfers: tussen 1990 en 2000 groeide het energieverbruik voor goederenvervoer gemiddeld met 3,6 % per jaar.

1. Gemeten in tonkilometer.  
2. Gemeten als het energieverbruik per tonkilometer.

**FIGUUR 11 - Energieverbruik voor het goedertransport**

### Brandstoffen

Voor het transport in zijn geheel zou het energieverbruik tussen 2000 en 2030 met ongeveer 2 600 ktoe stijgen. Het dieselverbruik (+0,9 % per jaar gedurende 2000-2030) zou sneller blijven toenemen dan het totale energieverbruik voor het transport (+0,8 %). Dat is ook het geval voor het kerosineverbruik dat jaarlijks zou stijgen met 1,6 %. Die evoluties zijn toe te schrijven aan de toename van het goederenvervoer over de weg, het groter aantal wagens dat op diesel rijdt en de groei van het luchtvervoer van personen. Omgekeerd zou het benzineverbruik een negatief groeipercentage kennen (-0,2 % per jaar) en zou het elektriciteitsverbruik slechts lichtjes toenemen (+0,1 % per jaar).

De ontwikkeling van biobrandstoffen is significant, maar hun bijdrage in absolute termen zou zwak blijven: in 2010 zouden de biobrandstoffen ongeveer 4 % vertegenwoordigen van zowel het benzine- als het dieselverbruik van de transportsector in 2010<sup>1</sup>. In 2030 zou dat oplopen tot 7 %.

### 3. De eindvraag naar energie van de tertiaire sector (inclusief landbouw)

Het grootste deel van het energieverbruik van de tertiaire sector gaat naar 'verwarming/koeling'. Hierin zit verwarming van gebouwen, warmwaterproductie, koken en airconditioning. Het energieverbruik voor 'verwarming/koeling' vertegenwoordigde in 2000 ongeveer 74 % van het totale energieverbruik van de sector. De overige 26 % bestond uit specifieke elektrische toepassingen (verlichting, elektrische toestellen) en specifieke toepassingen in de landbouw. De factoren die het energieverbruik van de tertiaire sector bepalen, zijn de te verwarmen oppervlakten, die op hun beurt afhangen van de economische activiteit van de sector, de energie-efficiëntie van de uitrusting en de klimatologische omstandigheden.

1. Op 8 april 2003 werd een Europese richtlijn goedgekeurd ter bevordering van de toevoeging van biobrandstoffen in benzine en diesel. De richtlijn bepaalt dat de lidstaten van de Europese Unie percentages van 2 % moeten bereiken in 2005 en van 5,75 % in 2010.



Van 1990 tot 2000 is het energieverbruik van de tertiaire sector (diensten en landbouw) gestegen met 2,1 % per jaar. Deze stijging weerspiegelt in eerste plaats de groei van de activiteit van die sector (2,1 % per jaar in termen van toegevoegde waarde).

In de veronderstelling dat het klimaat gedurende de hele projectieperiode hetzelfde blijft als in 2000, zou de eindvraag naar energie van de tertiaire sector tussen 2000 en 2030 stijgen met 50 %, wat neerkomt op een gemiddeld percentage van 1,4 % per jaar. De vertraagde groei van het energieverbruik zou niet toe te schrijven zijn aan de activiteit van de sector die zou blijven toenemen met jaarlijks 2 %, maar eerder aan verzadigingseffecten, onderlinge substitutie van brandstoffen en een beduidend grotere energie-efficiëntie van de uitrustingen.

#### *Energieverbruikende toepassingen*

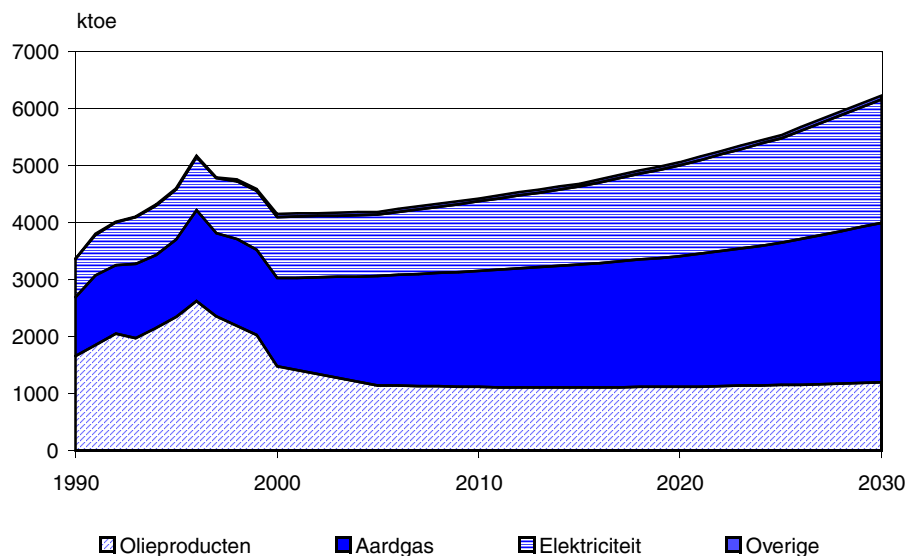
De groeiende eindvraag naar energie zou vooral voortvloeien uit de specifieke elektrische toepassingen, waarvan het groeipercentage (3,5 % per jaar tussen 2000 en 2030) veel hoger zou zijn dan dat van de totale eindvraag naar energie van de tertiaire sector. Bijgevolg zou aandeel van 'verwarming/afkoeling' in de totale eindvraag naar energie van de sector iets dalen tegen 2030 en nog slechts 70 % bedragen. De eindvraag naar energie voor 'verwarming' en airconditioning zou toenemen met respectievelijk 1,2 % en 1,6 % per jaar. De eindvraag naar energie van de landbouw, ten slotte, die in 2000 16 % bedroeg van de energievraag van de tertiaire sector, zou tijdens de projectieperiode stabiel blijven. In het basisscenario zijn de groeivoorzichten van de landbouwactiviteit (0,4 % per jaar) immers eerder bescheiden.

#### *Energie-intensiteit*

De energie-intensiteit van de tertiaire sector zou nog dalen, maar in een afzwakend tempo (-1,6 % per jaar tussen 2000 en 2010 en -0,2 % tussen 2010 en 2030). Die evolutie wijst erop dat de technologische vooruitgang vooral een impact heeft in de periode tot 2010.

#### *Brandstoffen*

Er wordt ook een herverdeling van het energieverbruik over de verschillende brandstoffen verwacht: het aandeel van de olieproducten zou aanzienlijk dalen, namelijk van 36 % in 2000 tot minder dan 20 % in 2030, ten voordele van aardgas (waarvan het aandeel zou stijgen van 37 % naar 45 %) en vooral van elektriciteit (35 % in 2030 tegenover 26 % in 2000). In absolute termen uiteten die veranderingen zich in een verdubbeling van het elektriciteitsverbruik in de tertiaire sector tussen 2000 en 2030, in een stijging met 80 % van het aardgasverbruik en in een quasi-stabilisering van het verbruik van vloeibare brandstoffen.

**FIGUUR 12 - Eindvraag naar energie van de tertiaire sector**

#### 4. De eindvraag naar energie van de residentiële sector

Net zoals bij de tertiaire sector, gaat het grootste deel van het energieverbruik van de gezinnen naar 'verwarming/afkoeling'; het aandeel bedroeg 90 % in 2000. De overige 10 % heeft betrekking op verlichting en elektrische toestellen (elektrische huishoudtoestellen, televisie, computers, enz.). De vooruitzichten voor het energieverbruik van de residentiële sector zijn afhankelijk van verschillende factoren, waaronder de bevolkingsgroei (meer bepaald het aantal gezinnen), het beschikbaar inkomen, de klimatologische omstandigheden en de energie-efficiëntie van de uitrustingen.

Wat de demografische factor betreft, contrasteert de beperkte groei van het aantal inwoners gedurende de periode 2000-2030 (+6,2 % of 642 000 inwoners) met de stijging van het aantal gezinnen (+24 %) gedurende de projectieperiode (zie supra sectie I.A). Die is toe te schrijven aan een trendmatige inkrimping van de gemiddelde omvang van de gezinnen (van 2,42 personen in 2000 tot 2,08 personen in 2030).

Wat de invloed van het inkomen betreft, zou de ontkoppeling tussen de energievraag en het beschikbaar gezinsinkomen zich voortzetten, door een aanzienlijke verbetering van de energie-efficiëntie van gebouwen en uitrustingen. Bovendien heeft een hoger beschikbaar inkomen een marginale impact op het energieverbruik voor basistoepassingen zoals verwarming, koken en verlichting. De Belgische huishoudens zijn reeds zeer goed uitgerust met die toepassingen. Een hoger beschikbaar inkomen zou wel invloed kunnen hebben op het gebruik van airconditioning en elektrische toestellen. Het gebruik, het aantal en de keuze van die toestellen zijn immers ingegeven door comfortoverwegingen. Die toepassingen vertegenwoordigden in 2000 echter minder dan 10 % van het totale energieverbruik van de residentiële sector.

De klimatologische omstandigheden ten slotte, vormen een belangrijke parameter voor de vooruitzichten in verband met het energieverbruik van de gezinnen

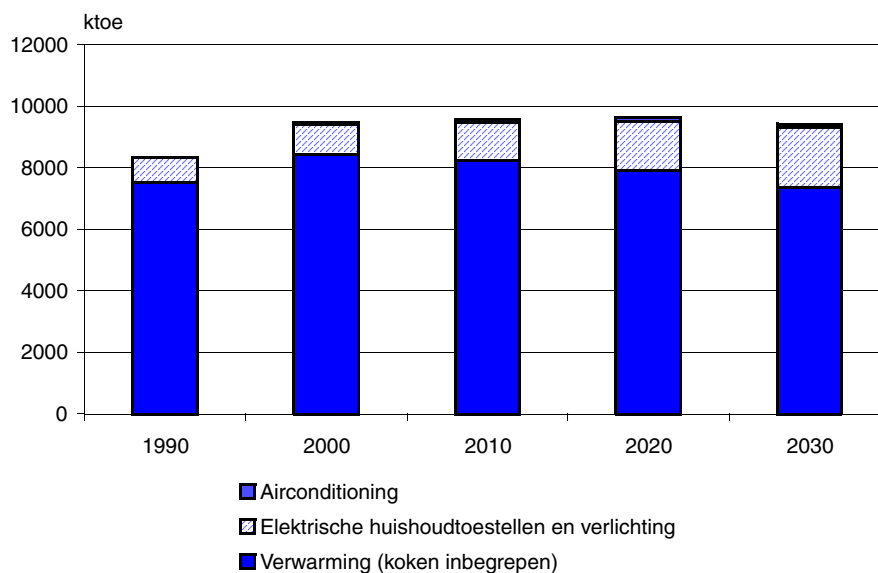
voor het verwarmen van de woning. Er dient te worden benadrukt dat de hypothese in deze studie de temperaturomstandigheden van 2000 behoudt over de hele projectieperiode in plaats van een historisch gemiddelde te gebruiken. Het aantal graaddagen was in 2000 opmerkelijk lager in vergelijking met de jongste jaren: het is 15 % lager dan het gemiddelde over de laatste dertig jaar. Men stelt echter vast dat er een globale neerwaartse trend van het aantal graaddagen per jaar is (zie hoofdstuk I).

### Energieverbruikende toepassingen

De combinatie van de voornoemde factoren zorgt ervoor dat het totale energieverbruik van de gezinnen zich in 2030 zou stabiliseren ten opzichte van 2000. Tussen 2000 en 2020 zou de eindvraag naar energie matig toenemen met 0,1 % per jaar en vervolgens dalen met 0,2 % per jaar tussen 2020 en 2030. De stabilisering van het totale energieverbruik over de projectieperiode verdoezelt de uiteenlopende evolutie van het energiegebruik voor de belangrijkste huishoudelijke toepassingen. De eindvraag naar energie voor verwarming zou met 0,5 % per jaar dalen, namelijk van 8,4 Mtoe in 2000 naar 7,4 Mtoe in 2030. Het specifieke elektriciteitsgebruik daarentegen kent een significante toename van gemiddeld 2,3 % per jaar, wat nagenoeg overeenstemt met de daling van de eindvraag naar energie voor verwarming (1 Mtoe). Het energieverbruik voor airconditioning zou ook sterk toenemen (+3,2 %), maar blijft in 2030 met slechts 0,1 Mtoe ruimschoots onder het niveau van de andere energieverbruikende toepassingen.

Hierdoor wijzigt het relatieve aandeel van de verschillende energieverbruikende toepassingen: in 2030 zou het gebruik 'verwarming/koeling' 80 % en het specifieke elektriciteitsgebruik 20 % vertegenwoordigen van de eindvraag naar energie van de gezinnen.

**FIGUUR 13 - Eindvraag naar energie van de residentiële sector per toepassing**



### Energie-intensiteit

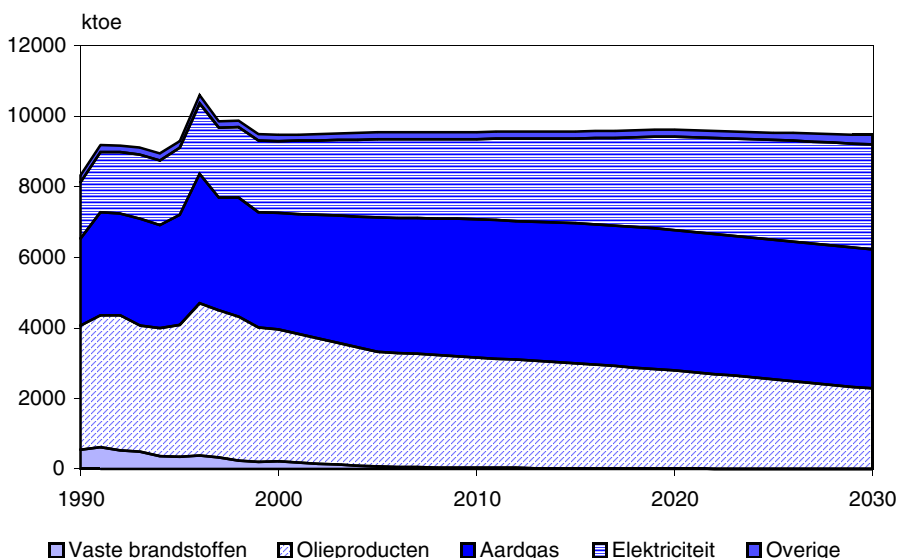
De verbetering van de energie-intensiteit van de residentiële sector (gemeten als de verhouding van de eindvraag naar energie tot het beschikbaar inkomen) zou over de projectieperiode gemiddeld 1,9 % per jaar bedragen. Dat percentage ligt veel hoger dan de verbetering van 0,7 % per jaar die tussen 1990 en 2000 werd waargenomen. De vraag naar energie per inwoner zou ook op gelijkmatige wijze dalen met 0,2 % per jaar en zou in 2030 nog 0,865 toe per inwoner bedragen. Die

trend gaat in tegen de historische evolutie (+1 % per jaar tussen 1990 en 2000) en is hoofdzakelijk het gevolg van de dalende vraag naar fossiele brandstoffen voor ‘verwarming’. De vraag naar elektriciteit per inwoner zou immers blijven stijgen, maar minder sterk dan in het verleden: 1,1 % per jaar over de periode 2000-2030 tegenover 2,3 % per jaar tussen 1990 en 2000.

*Brandstoffen*

Het steeds grotere aantal elektrische toestellen per gezin is de voornaamste oorzaak van de groeiende elektriciteitsvraag in de residentiële sector. Door een opmerkelijke verbetering van het energierendement van die toestellen zou de groei van de elektriciteitsvraag evenwel gematigd blijven en zelfs kleiner zijn dan in het verleden. De vraag naar elektriciteit zou gemiddeld met 1,3 % per jaar stijgen over de periode 2000-2030 tegenover 2,6 % tussen 1990 en 2000. Wat de fossiele brandstoffen betreft, zou het verbruik van vaste brandstoffen verder achteruitgaan (-9,4 % per jaar). In 2030 zouden de gezinnen er nagenoeg geen gebruik meer van maken en het aandeel ervan in de totale eindvraag naar energie zou dan niet meer dan 0,1 % bedragen. Ook het verbruik van vloeibare brandstoffen zou afnemen (-1,6 % per jaar tussen 2000 en 2030), met name door de omschakeling naar aardgas, dat zijn opgang voor ‘verwarming’ (+0,6 % per jaar) zou voortzetten. Ten slotte zou het verbruik van biomassa nagenoeg stabiel blijven, terwijl het verbruik van zonne-energie aanzienlijk zou toenemen (+15 % per jaar), zonder evenwel 1 % van de eindvraag naar energie van de gezinnen in 2030 te overschrijden. Op het einde van de projectieperiode zou aardgas de meest gebruikte brandstof zijn bij de gezinnen (42 % van de eindvraag naar energie), gevolgd door elektriciteit (32 %) en olieproducten (24 %).

**FIGUUR 14 - Eindvraag naar energie van de residentiële sector**



## D. De elektriciteits- en stoomproductie

De analyse van de eindvraag naar energie heeft aangetoond dat elektriciteit de enige energievorm is die een voortdurende stijging zou kennen in alle sectoren. In het basisscenario zou de vraag naar elektriciteit tussen 2000 en 2030 gemiddeld met 1,2 % per jaar toenemen.

Om te voldoen aan die vraag, kan elektriciteit zowel op nationaal grondgebied worden geproduceerd als worden geïmporteerd. In Europa werd de koppelingscapaciteit tussen landen, die de invoer en uitvoer van elektriciteit mogelijk maakt, historisch gezien niet ontwikkeld voor grootschalige handel, maar veeleer om elk land van een betrouwbare elektriciteitslevering te voorzien. In het kader van de voltooiing van de interne elektriciteitsmarkt binnen de Europese Unie, zou een grotere handel tot stand moeten kunnen komen, zodat een grotere concurrentie op het vlak van elektriciteitslevering mogelijk wordt. Die concurrentie wordt momenteel gehinderd door een koppelingscapaciteit die soms te beperkt is en vaak overbelast is, zoals momenteel het geval is aan de Belgisch-Franse grens.

Het basisscenario werd opgesteld op basis van de nationale versie van het PRIMES-model waarin de elektriciteitshandel met het buitenland als exogeen wordt beschouwd en wordt bepaald op basis van de infrastructuur en de waargenomen trends van 2000. Gezien de recente ontwikkelingen in 2001 en 2002, wijkt die hypothese op korte termijn eerder af van de werkelijkheid. In 2001 is de netto-invoer van elektriciteit immers meer dan verdubbeld en in 2002 en 2003 gestegen met respectievelijk ongeveer 75 % en 50 % ten opzichte van 2000<sup>1</sup>. De evolutie van de grensoverschrijdende elektriciteitshandel op lange termijn kan hiervan verschillen en zal hoofdzakelijk afhangen van de toewijzingsmethoden van en de investeringen in de grensoverschrijdende capaciteiten en de keuze van productiemiddelen in de verschillende landen.

De impact van de openstelling van de Europese elektriciteitsmarkten op de elektriciteitsproductie in België zal nader bestudeerd worden. De resultaten van deze studie zullen besproken worden in een aparte publicatie. Die studie is gebaseerd op een versie van het PRIMES-model waarin de Belgische elektriciteitssector wordt gekoppeld aan de Franse, Duitse en Nederlandse elektriciteitssectoren. Bovendien wordt hierin de invoer en uitvoer van elektriciteit endogeen bepaald naar gelang van de relatieve kosten van de elektriciteitsproductie in de verschillende landen en de koppelingscapaciteit.

Volgens de hypothesen van het basisscenario zou de groei van de elektriciteitsproductie dus vergelijkbaar zijn met die van de elektriciteitsvraag (1,3 % per jaar tussen 2000 en 2030). De transport- en distributieverliezen van elektriciteit zouden dalen door een beter netbeheer.

---

1. Met name wegens de meer concurrentiële elektriciteitsprijzen in de buurlanden.

**TABEL 4 - Evolutie van de elektriciteitsvraag en -productie (GWh)**

	1995	2000	2010	2020	2030	00//95	10//00	20//10	30//20
Eindvraag naar elektriciteit	68426	77526	90031	102438	111205	2,5	1,5	1,3	0,8
- Industrie	34598	39861	47890	51553	49936	2,9	1,9	0,7	-0,3
- Tertiaire sector	10268	12491	14186	18599	25259	4,0	1,3	2,7	3,1
- Residentiële sector	22105	23734	26503	30758	34518	1,4	1,1	1,5	1,2
- Transportsector	1455	1440	1452	1528	1492	-0,2	0,1	0,5	-0,2
Energiesector*	1300	1498	1611	1600	1551	2,9	0,7	-0,1	-0,3
Transport- en distributieverliezen	3691	3682	4131	4271	4349	0,0	1,2	0,3	0,2
Opgevraagde elektrische energie	73417	82706	95773	108309	117105	2,4	1,5	1,2	0,8
Eigenverbruik van de centrales	4176	4259	5275	6269	7528	0,4	2,2	1,7	1,8
Netto-invoer	4071	4325	4544	4565	4578	1,2	0,5	0,0	0,0
Electriciteitsproductie	73522	82640	96504	110013	120055	2,4	1,6	1,3	0,9

\*: Eigenverbruik niet inbegrepen.

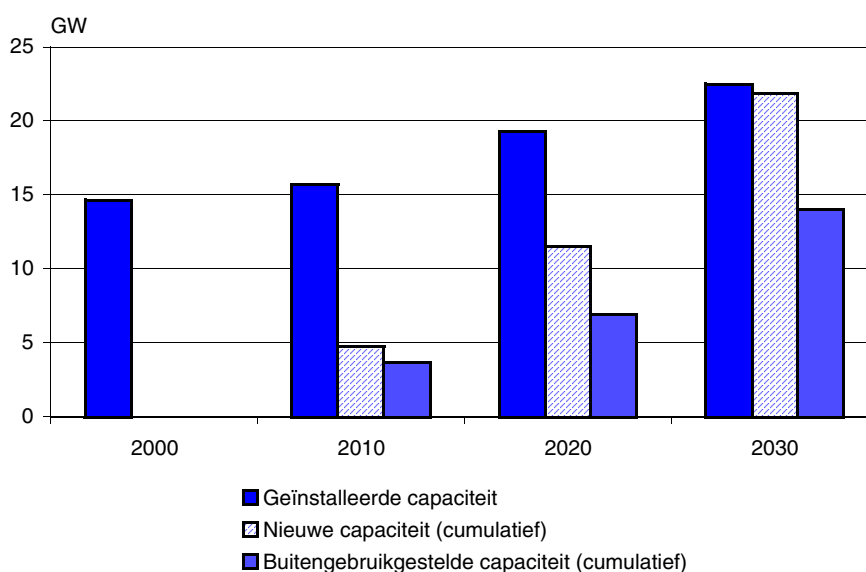
//: Gemiddelde jaarlijkse groeivoet (%).

De stoomproductie zou met 0,9 % per jaar groeien over de periode 2000-2030. Het gaat hier om de stoomproductie in warmtekrachtkoppelingscentrales en in industriële stoomketels. De industrie is de voornaamste stoomgebruiker met een aandeel van ongeveer 96 % in 2000 en dat niveau zou behouden blijven in 2030. De vraag van de tertiaire sector zou ook toenemen (+0,8 %) door een groei van warmtekrachtkoppeling in die sector. Volgens de hypothesen van het basisscenario zou microwarmtekrachtkoppeling in de residentiële sector echter geen significante toename kennen, aangezien de warmtevraag van de gezinnen relatief stabiel blijft over de projectieperiode.

## 1. De productiecapaciteit voor elektriciteit

In 2000 bedroeg de geïnstalleerde productiecapaciteit voor elektriciteit ongeveer 14,6 GW<sup>1</sup>, waarvan 58 % thermische centrales, 41 % kerncentrales en 1 % waterkrachtcentrales en windturbines. Om tegen 2030 aan de elektriciteitsvraag te kunnen voldoen, zou de geïnstalleerde capaciteit moeten worden opgedreven naar 22,5 GW, wat neerkomt op een verhoging van iets meer dan 50 % of ongeveer 8 GW ten opzichte van 2000. Bij het bepalen van de nodige investeringen, dient er rekening te worden gehouden met de capaciteit die tussen 2000 en 2030 zal worden ontmanteld. Op basis hiervan stelt men vast dat niet minder dan 97 % van de totale geïnstalleerde capaciteit in 2030 gekozen en gebouwd zal moeten worden gedurende de periode 2000-2030. De investeringen in nieuwe productiecapaciteit zijn als volgt gespreid in de tijd: 20 % tussen 2000 en 2010 (ongeveer 5 GW), 30 % tussen 2010 en 2020 (ongeveer 7 GW) en iets minder dan 50 % tussen 2020 en 2030 (ongeveer 10 GW). Tijdens deze laatste periode zullen de meeste kerncentrales van 40 jaar oud worden ontmanteld, overeenkomstig de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie.

1. De capaciteit van pompcentrales niet meegerekend.

**FIGUUR 15 - Geïnstalleerde, nieuwe en buitengebruikgestelde capaciteit**

Het gebruik van conventionele thermische centrales (monovalente of polyvalente centrales met open cyclus) zou aanzienlijk verminderen, bijna in hetzelfde tempo als de buitengebruikstelling van de bestaande centrales. In 2030 zou de geïnstalleerde capaciteit van die centrales nog een vijfde bedragen van de geïnstalleerde capaciteit in 2000. Het aandeel van die centrales bedroeg in 2000 nog 35 %, maar zou in 2030 nog amper 4 % bedragen. Vanaf 2015 zou de nucleaire capaciteit ook afnemen.

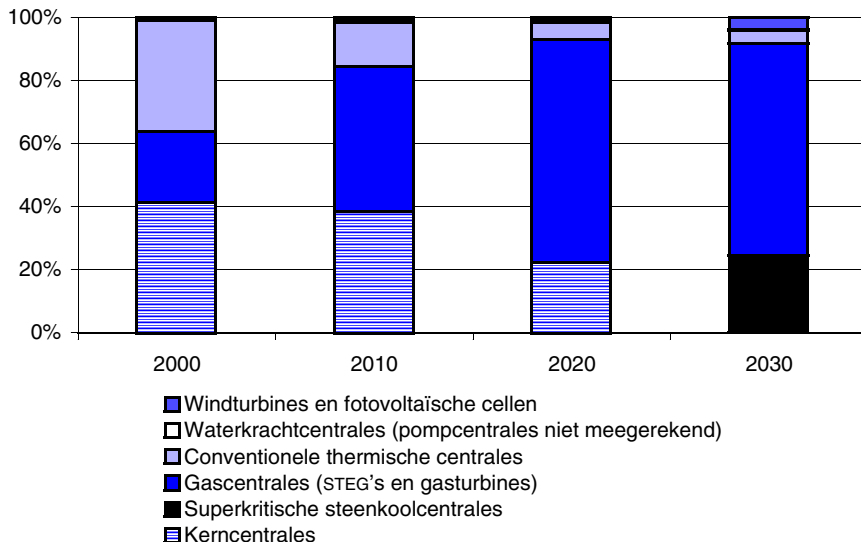
Het dalende gebruik van kerncentrales en van klassieke thermische centrales wordt grotendeels gecompenseerd door een stijging van de capaciteit van de gascentrales met gecombineerde cyclus (ook Stoom- En Gascentrales genoemd of kortweg STEG's), althans tot in 2020. De capaciteit van dit laatste type centrale zou tussen 2000 en 2030 bijna met factor 5 stijgen en zou op het einde van de projectieperiode ongeveer 12 GW bedragen. De ontwikkeling van gascentrales met gecombineerde cyclus hangt samen met de technisch-economische voordelen die de technologie biedt: geringe investeringskosten en een hoog omzettingsrendement. Bovendien is de bouwtijd relatief kort (2 tot 3 jaar), wat een voordeel is in het kader van het openstellen van de elektriciteitsmarkt voor de concurrentie. De geïnstalleerde capaciteit van de kleine gasturbines voor de piekproductie van elektriciteit zou ook toenemen. In 2020 zou het aandeel van de gascentrales een hoogtepunt bereiken en iets minder dan driekwart van de totale capaciteit vertegenwoordigen (71 %).

Het comparatief voordeel van de STEG's ten opzichte van andere centrales is sterk afhankelijk van de prijs van aardgas. Na 2020 zouden stijgende aardgasprijzen ertoe leiden dat de groei van het aantal STEG's sterk wordt afgeremd ten voordele van superkritische steenkoolcentrales die zo een belangrijke rol spelen in de vervanging van kerncentrales over de periode 2020-2030. In 2030 zou de capaciteit van die technologie ongeveer 6 GW bedragen, namelijk 25 % van de totale capaciteit.

Het aandeel van hernieuwbare energie in het elektriciteitsproductiepark zou een regelmatige groei kennen en 4 % bereiken in 2030 tegenover 0,8 % in 2000 en 1,5 % in 2020. Die toename is het gevolg van een regelmatige daling van de investe-

ringskosten voor hernieuwbare energie, dankzij de technologische vooruitgang en een schaafeffect. De capaciteitsstijging is hoofdzakelijk toe te schrijven aan windturbines, waarvan de capaciteit ongeveer 800 MW zou bedragen in 2030.

**FIGUUR 16 - Evolutie van de structuur van de geïnstalleerde capaciteit**



## 2. Warmtekrachtkoppeling

Het laatste decennium werd gekenmerkt door de ontwikkeling van warmtekrachtkoppeling (WKK), vooral dankzij het gunstigere technisch-economische klimaat (concurrentiële aardgasprijzen, betere voorwaarden om elektriciteit te kopen en weer te verkopen aan het net, technologische vooruitgang). De hogere energie-efficiëntie die WKK genereert ten opzichte van een gescheiden productie van elektriciteit en warmte, maken van WKK een essentieel en prioritair middel om de CO<sub>2</sub>-uitstoot te beperken en de doelstellingen van het Kyoto-protocol te halen.

Volgens het basisscenario zouden de WKK-centrales 14 % van de totale elektrische capaciteit moeten dekken in 2030. De productie van elektriciteit op basis van WKK zou 11 % van de totale elektriciteitsproductie vertegenwoordigen in 2030 tegenover 5 % in 2000. Dat uit zich in een gemiddelde jaarlijkse groei van 4,2 % over de projectieperiode. De groei is het grootst over de periode 2000-2020 en vertraagt tussen 2020 en 2030 door de hogere aardgasprijzen. Aardgas is immers de bevoorrechte brandstof in de nieuwe WKK-installaties.

Wat de stoomproductie betreft, zouden de WKK-centrales 57 % van de totale stoomproductie vertegenwoordigen in 2030 tegenover 45 % in 2000. Bijgevolg zou het aandeel van de industriële stoomketels afnemen. In absolute termen zou de stoomproductie in industriële ketels nagenoeg stabiel blijven over de projectieperiode.



### 3. Structuur van de elektriciteitsproductie

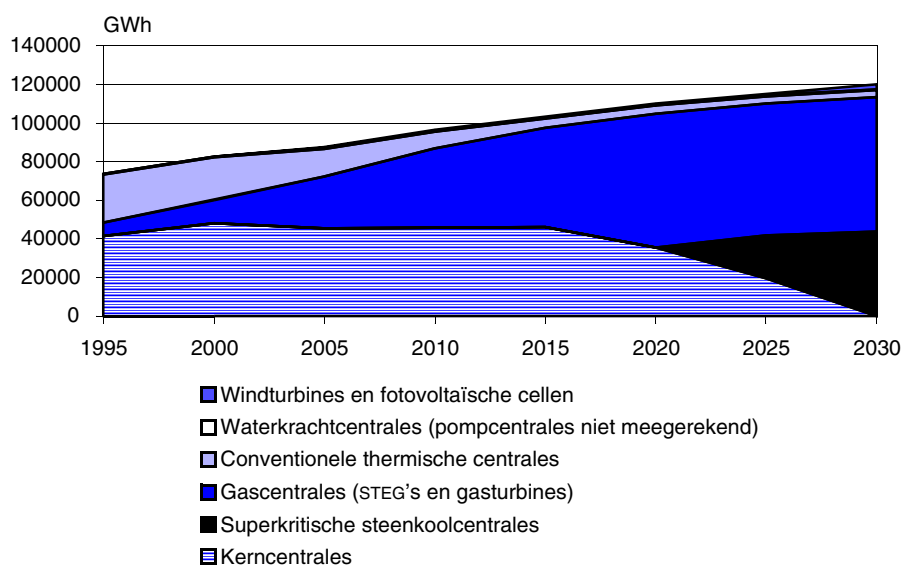
Zoals reeds bleek uit de vooruitzichten in verband met de productiecapaciteit voor elektriciteit zou de structuur van die productie in België aanzienlijke wijzigingen ondergaan tegen 2030. Dat komt voornamelijk door de inwerkingtreding van de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie, de evolutie van de brandstofprijzen en de technologische vooruitgang.

Over de periode 1990-2000 bleef de verhouding tussen fossiele en niet-fossiele brandstoffen in de elektriciteitsproductie relatief stabiel: de kerncentrales staan garant voor ongeveer 60 % van de elektriciteitsproductie en de centrales die stoken met fossiele brandstoffen voor iets minder dan 40 %. Binnen de fossiele brandstoffen vonden er evenwel onderlinge substituties plaats, waarbij steenkool en olieproducten geleidelijk plaats maakten voor aardgas (25 % in 2000 tegenover 10 % in 1990) door de ingebruikname van STEG's.

#### Aardgas

Over de periode 2000-2030 zou het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie blijven groeien tot maximaal 63 % in 2020 (ongeveer 70 000 GWh). Die groei is het gevolg van de ingebruikname van centrales met gecombineerde cyclus en van warmtekrachtkoppelingcentrales. Daartegenover staat dat het aandeel van de elektriciteitsproductie van nucleaire oorsprong gestaag zou krimpen: eerst een lichte achteruitgang tot 50 % in 2015 en vervolgens een grotere daling ten gevolge van de voorziene buitengebruikstelling van de kerncentrales.

**FIGUUR 17 - Elektriciteitsproductie per type centrale**



#### Steenkool

Na een regelmatige en significante terugval tussen 1990 en 2015, door de buitengebruikstelling en de niet-vervanging van de bestaande conventionele thermische centrales, zou de elektriciteitsproductie uit steenkool in 2015 minder dan 1 % van de totale productie vertegenwoordigen. Na 2020 zou steenkool als brandstof voor de elektriciteitsproductie een nieuwe toekomst hebben. Door de ontwikkeling van superkritische steenkoolcentrales die een hoger omzettingrendement (ongeveer 50 %) hebben dan de klassieke thermische centrales, zou de elektriciteitsproductie uit steenkool vanaf 2020 aan concurrentiekracht winnen,

ten koste van de gascentrales met gecombineerde cyclus. Op het einde van de projectieperiode zou de elektriciteitsproductie uit steenkool het niveau uit 1990 en 2000 overschrijden (respectievelijk 22 en 14 %) en ongeveer 37 % van de totale productie dekken (ongeveer 43 000 GWh).

### *Hernieuwbare energie*

De elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energie zou aanzienlijk toenemen over de projectieperiode (+3,1 % per jaar) en oplopen tot 5 400 GWh in 2030. Ongeveer 45 % daarvan zou worden geproduceerd door windturbines waarvan de productie met 18,5 % per jaar zou toenemen tussen 2000 en 2030. In de totale elektriciteitsproductie zou het aandeel van hernieuwbare energie slechts gering zijn en minder dan 5 % bedragen in 2030 (2,6 % in 2000).

### *Doelstellingen voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling*

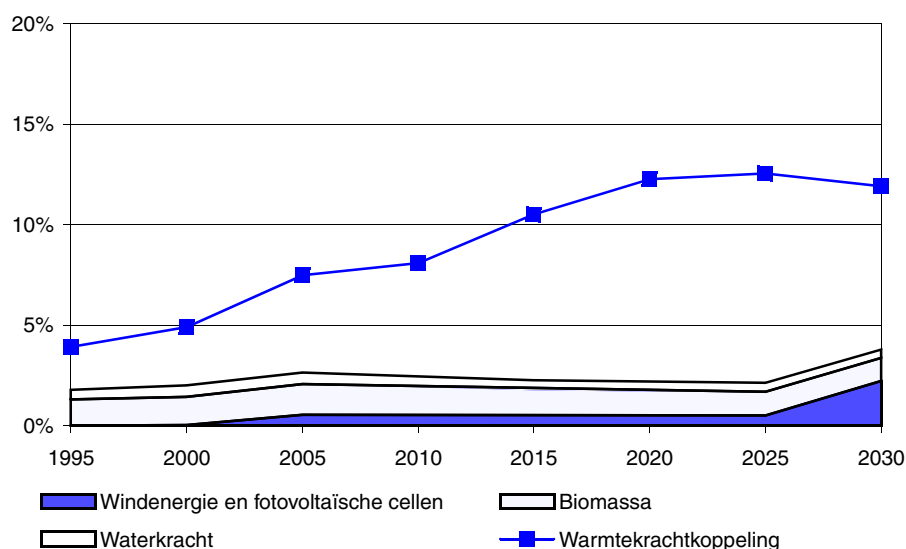
Ten slotte is het interessant om de resultaten van het basisscenario inzake hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling te vergelijken met de Belgische indicatieve doelstelling die bepaald is in de Europese Richtlijn ter bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en met de doelstellingen die door het Vlaams en Waals Gewest werden aangenomen. In het basisscenario zitten die doelstellingen niet vervat, maar wel de beleidsmaatregelen die eind 2001 werden ingevoerd om die vormen van elektriciteitsopwekking te bevorderen (zie supra sectie I.E).

Wat hernieuwbare energie betreft, stelt de indicatieve doelstelling voor België dat de hernieuwbare energiebronnen 6 % van de elektriciteitsvraag zouden moeten opvangen in 2010. De gewestelijke doelstellingen zijn afgestemd op die globale doelstelling. Wat warmtekrachtkoppeling betreft, zijn de doelstellingen voor de gewesten gedefinieerd ofwel in termen van productie, ofwel in termen van geïnstalleerde capaciteit. In vergelijkbare termen bedraagt de globale doelstelling voor warmtekrachtkoppeling ongeveer 13 % van de totale elektriciteitsvraag in 2010.

Om gemakkelijker te kunnen vergelijken, schetst figuur 18 voor het basisscenario de evolutie van het aandeel van hernieuwbare energie (afval<sup>1</sup> niet inbegrepen) en van warmtekrachtkoppeling in de elektriciteitslevering. In 2010 zou het aandeel van hernieuwbare energie en van warmtekrachtkoppeling respectievelijk 2,5 % en 8 % bedragen. Die percentages liggen dus ruimschoots onder de nagestreefde doelstellingen, wat wijst op de noodzaak van beleidsmaatregelen ter bevordering van die technologieën<sup>2</sup>.

- 
1. In feite wordt enkel het biologisch afbreekbare deel van huishoudelijk en industrieel afval beschouwd als een bron van hernieuwbare energie in de gewestelijke decreten. In Wallonië geldt bovendien de verplichting om een besparing van 10 % CO<sub>2</sub> te verwezenlijken, zodat verbranding, zelfs van het biologisch afbreekbare deel van het afval, niet in aanmerking komt voor de groenestroomcertificaten.
  2. Zoals het systeem van groenestroomcertificaten dat onlangs in Vlaanderen (2002) en Wallonië (2003) werd ingevoerd.

**FIGUUR 18 - Elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie en van warmtekrachtkoppeling (in % van de elektriciteitsvraag)\***



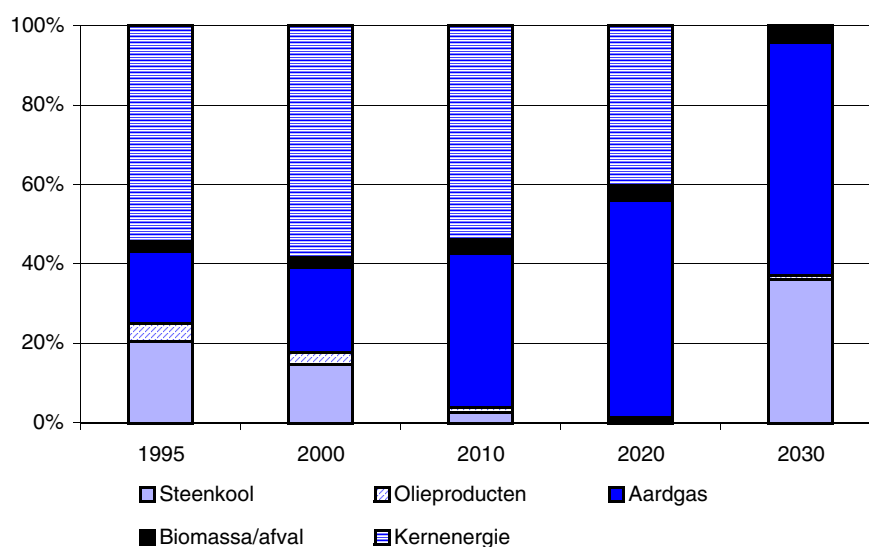
\*N.B. De curves betreffende hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling zijn onafhankelijk.

In dat kader werd een alternatief scenario voor het basisscenario opgesteld en bestudeerd. Dat alternatief scenario veronderstelt dat bovenvermelde doelstellingen worden gehaald en maakt een evaluatie mogelijk van de impact hiervan op de structuur van de elektriciteitsproductie en op de uitstoot van pollutanten (hoofdzakelijk CO<sub>2</sub>). De beschrijving en de analyse van dat scenario bevinden zich in hoofdstuk III.

### Brandstofverbruik

Het globale verbruik van de brandstoffen voor de elektriciteits- en stoomproductie zou lichtjes dalen (-0,1 % per jaar) tussen 2000 en 2030. Dat is het gevolg van een verbetering van het gemiddeld thermisch rendement van het productiepark en van een vertraging van de groei van de productie. De verbetering van het gemiddeld thermisch rendement (60 % in 2030 tegenover 52 % in 2000) vloeit voort uit de ontwikkeling van STEG's, WKK en de ontmanteling van kerncentrales, die een relatief laag theoretisch rendement hebben van 33 % (zie supra). Als enkel de elektriciteitsproductie in beschouwing wordt genomen, is de verbetering nog opvallender, vermits het gemiddeld thermisch rendement zou toenemen van 38 % in 2000 naar 53 % in 2030.

Het aardgasverbruik voor de elektriciteits- en stoomproductie zou met factor 2,6 groeien gedurende de projectieperiode en zou stijgen van 4,6 Mtoe in 2000 naar 12 Mtoe in 2030. Het gebruik van olieproducten, dat reeds gering is (3 % in 2000) en al verschillende jaren daalt, zou nog verder afnemen ten gevolge van de buitengebruikstelling van de klassieke thermische centrales. Op lange termijn (in 2025) zou het steenkoolverbruik terug vergelijkbaar zijn met het peil van 1995 en in 2030 zelfs tweemaal hoger liggen. Het gebruik van biomassa en afval zou ook toenemen (+1,5 % per jaar), maar hun aandeel zou gering blijven in vergelijking met dat van de fossiele brandstoffen (minder dan 4 % in 2030).

**FIGUUR 19 - Brandstoffen voor de elektriciteits- en stoomproductie<sup>1</sup>**

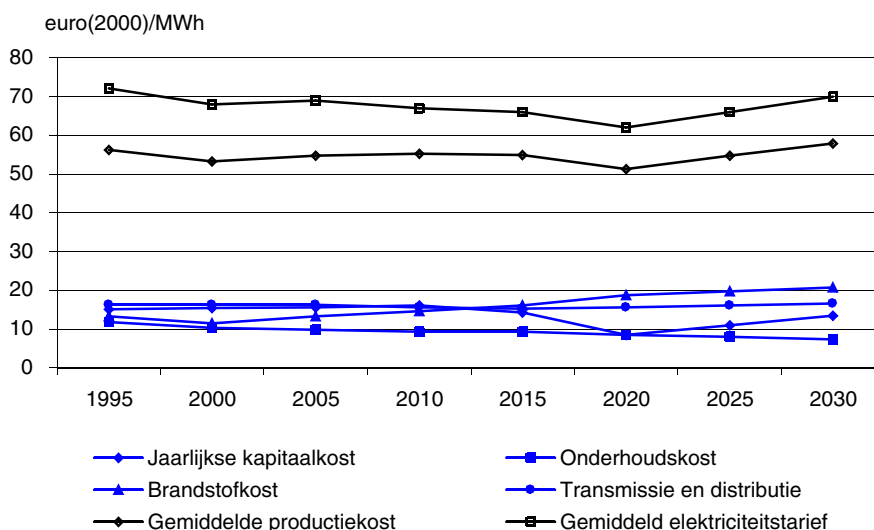
#### 4. Gemiddelde productiekost

In het basisscenario zou de gemiddelde kost<sup>2</sup> voor de elektriciteits- en stoomproductie matig stijgen in constante prijzen over de periode 2000-2030<sup>3</sup> (+0,3 % per jaar). Na een stijging van 4 % tussen 2000 en 2005, zouden de gemiddelde productiekosten nagenoeg stabiel blijven tot in 2025. Daarna zou een stijging van iets meer dan 5 % volgen om uiteindelijk in 2030 58 euro/MWh te bedragen. Die evolutie is toe te schrijven aan een combinatie van verschillende factoren waarvan sommige in tegenovergestelde richting werken. De hogere internationale fossiele brandstofprijzen en in het bijzonder de aardgasprijzen (zie hoofdstuk I) en de sterke verbetering van het gemiddelde productierendement werken in op de brandstofkosten. De behoefte aan nieuwe productiecapaciteit heeft dan weer een invloed op de jaarlijkse kapitaalkost.

De algemene tendens is een daling van de jaarlijkse kapitaalkosten en een stijgende brandstofkost. Die tendens weerspiegelt de vooropgestelde wijzigingen van de productiestructuur. De kapitaalkosten van gascentrales met gecombineerde cyclus zijn immers lager dan de kapitaalkosten van superkritische steenkoolcentrales, die op hun beurt kleiner zijn dan de kapitaalkosten van kerncentrales. De brandstofkosten voor STEG's liggen dan weer hoger.

1. Met andere woorden louter de elektriciteitsproductie, warmtekrachtkoppeling en de stoomproductie in industriële stoomketels.
2. Alle producenten samen (openbare nutsbedrijven, industriële zelfproducenten, overige producenten).
3. In bijlage 3 wordt de evolutie van de productiekosten voor verschillende types elektriciteitscentrales besproken.

**FIGUUR 20 - Gemiddelde productiekosten van elektriciteit en stoom**  
(in euro (2000) per  $MWh_e + MWh_{th}$ )



De evolutie van het gemiddelde elektriciteitstarief<sup>1</sup> (alle verbruikers samen) is iets verschillend van de evolutie van de gemiddelde productiekosten. Dit wordt veroorzaakt door een grotere concurrentie in de sector. Zo zou het elektriciteitstarief gestaag<sup>2</sup> dalen tot in 2020 en zou het 8,8 % onder het niveau van 2000 liggen. Tussen 2020 en 2030 zou het tarief stijgen (+6 %) omdat er meer wordt geïnvesteerd in de vernieuwing van het elektriciteitspark vanwege de sluiting van de kerncentrales en omdat de brandstofprijzen blijven stijgen. De investeringen zouden inderdaad sterk toenemen in de laatste tien jaar van de projectieperiode. De gecumuleerde uitgaven uit die periode, zouden 40 % hoger liggen dan de uitgaven die nodig zouden zijn tussen 2000 en 2020.

## E. Energie-gerelateerde emissies

### 1. CO<sub>2</sub>-emissies

Op 31 mei 2002 ratificeerde België het Kyoto-protocol (1997). Hierin engageren verschillende landen uit de Europese Unie en uit de rest van de wereld zich om de uitstoot van broeikasgassen (BKG), die verantwoordelijk zijn voor de klimaatverandering, te verminderen. Tegen 2008-2012 wil België die emissies verminderen met 7,5 % ten opzichte van het peil van 1990. Volgens de laatste emissie-inventarissen die België indiende in het kader van het bewakingssysteem voor de uitstoot van broeikasgassen (Europese Commissie) en het Raamverdrag inzake Klimaatverandering<sup>3</sup> (Verenigde Naties), stegen de BKG-emissies iets meer dan 6 % tussen 1990 en 2000.

1. In het PRIMES-model is het elektriciteitstarief een indicator die als 'proxy' optreedt voor de gemiddelde elektriciteitsprijs. De gemiddelde productiekost en de marginale kost op lange termijn maken elk 50 % uit van de gemiddelde elektriciteitsprijs.
2. Ondanks een stijging van 1,5 % tussen 2000 en 2005.
3. UN-FCCC

De uitstoot van BKG komt vooral voort uit de omzetting en het verbruik van energie (80 % in 2000). De overige emissiebronnen zijn industriële processen, de landbouw en afval. Koolstofdioxide (CO<sub>2</sub>), één van de zes broeikasgassen die het Kyoto-protocol<sup>1</sup> beoogt, is het belangrijkste BKG omdat het maar liefst 84 % van de totale BKG-emissies vertegenwoordigt. Bovendien is 92 % van de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong. Door de bijdrage van CO<sub>2</sub> en van energie in de totale broeikasgasemissies in perspectief te plaatsen, kunnen de beperkingen van deze studie, in de context van het Kyoto-protocol, worden verduidelijkt. In deze energievooruitzichten worden immers enkel de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong geëvalueerd die ongeveer 77 %<sup>2</sup> van de totale uitstoot van broeikasgassen vertegenwoordigen.

Twee andere preciseringen zijn belangrijk om de resultaten voor de CO<sub>2</sub>-emissies te evalueren. De eerste betreft de manier waarop het basisscenario werd opgesteld, de tweede gaat over de methodologie die gebruikt werd voor de berekening van de emissies:

- Het basisscenario beschrijft de Belgische energiesituatie en veronderstelt hierbij dat de trends en de structurele veranderingen in de economie worden voortgezet. Het houdt enkel rekening met de beleidsmaatregelen inzake klimaatverandering waarover een akkoord werd bereikt vóór eind 2001. Intussen heeft België het Kyoto-protocol geratificeerd, waardoor die hypothese onrealistisch kan lijken voor sommigen. Met die manier van werken kan het basisscenario als referentiepunt (benchmark) behouden worden en op basis daarvan kunnen alternatieve scenario's worden onderzocht.
- De CO<sub>2</sub>-emissies worden berekend op basis van de energiebalansen zoals Eurostat ze opstelt en publiceert. Het energieverbruik (in Mtoe bijvoorbeeld) wordt vermenigvuldigd met de passende emissiefactoren (in ton CO<sub>2</sub>/Mtoe). Omdat die methodologie verschilt van de methodologie voor de nationale BKG-inventarissen, kunnen er verschillen ontstaan tussen de niveaus die voor 1990-2000 werden berekend en de emissiestatistieken. Afwijkingen ontstaan ook door een verschil in de verwerking van brandstoffen voor internationale luchtvaart: hoewel deze laatste apart worden opgenomen in de nationale emissiestatistieken, zoals de regels van de UN-FCCC bepalen, worden ze in de resultaten van deze studie geïntegreerd. De energiebalansen van Eurostat nemen immers het brandstofverbruik voor de internationale luchtvaart op in de eindvraag naar energie van de transportsector.<sup>3</sup>

### Globale evolutie

In het basisscenario zouden de CO<sub>2</sub>-emissies gemiddeld met 0,8 % per jaar toenemen tussen 2000 en 2030. Tussen 2000 en 2010 zou de groeivoet licht negatief zijn (-0,3 % per jaar), terwijl de emissies na 2010 in een steeds sneller tempo zouden groeien (0,6 % tussen 2010 en 2020, 2,1 % tussen 2020 en 2030).

In 2010, het jaar waarin de verbintenisperiode van het Kyoto-protocol (2008-2012) halfweg is, zou het peil van de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong 6 % ho-

---

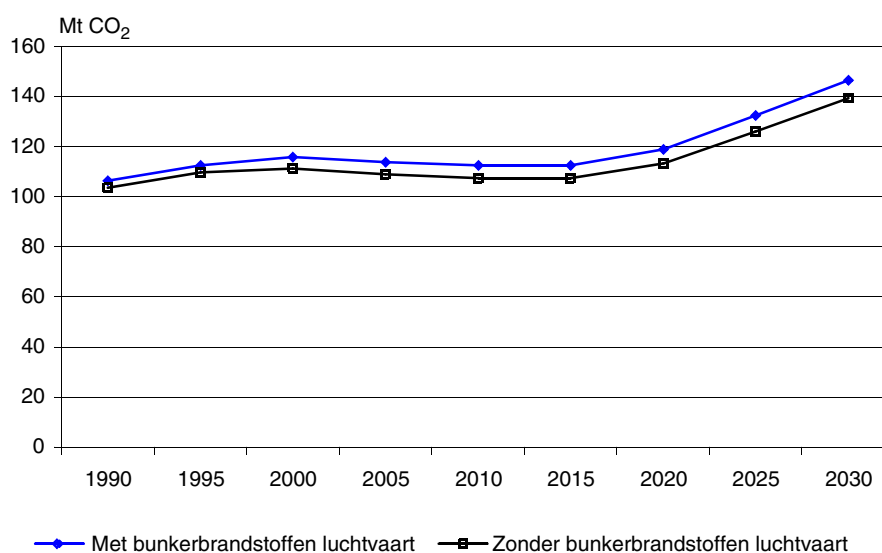
1. De overige broeikasgassen zijn methaan (CH<sub>4</sub>), stikstofperoxide (N<sub>2</sub>O), hydrofluorocarbon (HFC), perfluorocarbon (PFC) en zwavelhexafluoride (SF<sub>6</sub>).

2. Namelijk 92 % van 84 %.

3. Om dit punt te verduidelijken, geeft figuur 21 de evolutie van de CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong weer die in het basisscenario worden vooropgesteld, met en zonder bunkerbrandstoffen voor de luchtvaart. Tenzij anders vermeld, bevat de discussie over de CO<sub>2</sub>-emissies in deze studie, de emissies door luchttransport.

ger liggen dan in 1990, ondanks de terugval die tussen 2000 en 2010 wordt voorzien. Die terugval brengt in feite de CO<sub>2</sub>-emissies in 2010 terug naar het niveau van 1995. De belangrijkste oorzaken van die evolutie zijn de herstructurering van de economie naar minder energie-intensieve activiteiten, de overstap naar minder koolstofintensieve energievormen en de technologische vooruitgang. Desondanks wijzen de resultaten erop dat België zijn engagementen voor het Kyoto-protocol niet zal kunnen waarmaken als er geen nieuwe beleidsmaatregelen komen inzake klimaatverandering. Onder die nieuwe maatregelen moet er niet alleen worden gekeken naar het federale of gewestelijk niveau<sup>1</sup>, maar dient er ook rekening te worden gehouden met de invoering van een systeem van verhandelbare emissierechten voor broeikasgassen in de Europese Unie<sup>2</sup> en op internationaal niveau. Hiermee kan een land een deel van zijn emissieverminderingen verwezenlijken in een derde land.

**FIGUUR 21 - CO<sub>2</sub>-emissies van energetische oorsprong**



### Sectorale evolutie

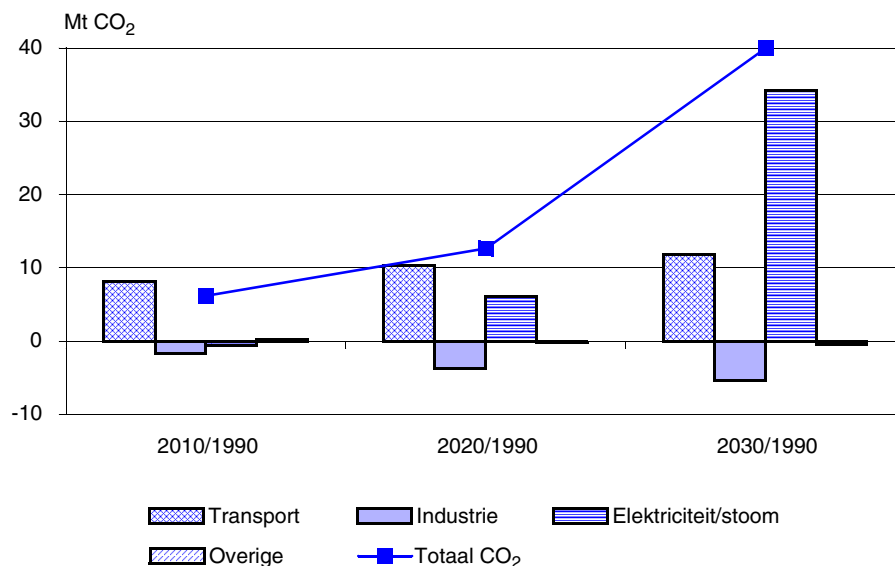
De stijging van de CO<sub>2</sub>-emissies tussen 1990 en 2010 is vooral toe te schrijven aan de transportsector (+36 %). In de tertiaire sector zouden de emissies ook stijgen, maar in mindere mate (+9 %). Er zou daarentegen een stabilisering van de CO<sub>2</sub>-emissies worden opgetekend in de residentiële sector. De uitstoot door de industrie (-5 %) en de elektriciteitsproductie (-3 %) zou dalen. Die tegengestelde evoluties zouden van het vervoer de koploper in de CO<sub>2</sub>-uitstoot maken in 2010 met 27 % van de totale emissies, op de voet gevolgd door de industrie (26 %) en vervolgens de elektriciteitsproductie (19 %).

Vanaf 2010 zouden de CO<sub>2</sub>-emissies opnieuw gaan stijgen, waarbij de stijgende trend zich vooral in de periode 2020-2030 voordoet: in 2020 en 2030 zouden de CO<sub>2</sub>-emissies respectievelijk 12 % en 38 % hoger liggen dan in 1990. Ook al blijven de emissies van de transportsector en de tertiaire sector regelmatig stijgen, de elektriciteitssector zou deze keer de hoofdverantwoordelijke zijn voor die forse

1. Federale en gewestelijke initiatieven en toepassing van de communautaire maatregelen.
2. Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad – Publicatieblad L275/32 van 25 oktober 2003.

stijging. De residentiële sector en de industrie zouden hun emissies daarentegen onder het peil van 1990 houden (respectievelijk -3 % en -7 % in 2030 ten opzichte van 1990). Tegen 2030 zou de productie van elektriciteit en stoom 38 % van de totale CO<sub>2</sub>-emissies voor haar rekening nemen, gevolgd door de transportsector en de industrie met respectievelijk 23 % en 17 %.

**FIGUUR 22 - Evolutie van de CO<sub>2</sub>-emissies ten opzichte van 1990**



De stijgende vraag naar elektriciteit en stoom en vooral het toenemend gebruik van fossiele brandstoffen door de elektriciteitssector, bepalen in hoofdzaak de evolutie van de CO<sub>2</sub>-emissies van deze sector op lange termijn. Vóór 2010 laat de sector ten opzichte van 1990 echter een emissiedaling van -0,1 % per jaar optekenen. De factoren die aan de basis liggen van die trend zijn de verdere doorbraak van aardgas ten koste van steenkool, de betere energie-efficiëntie dankzij de STEG's en WKK en ten slotte de stijgende elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie. In die periode zou de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie (uitgedrukt in ton CO<sub>2</sub> per geproduceerde GWh) met ongeveer 40 % verbeteren. Tussen 2010 en 2030 daarentegen zouden de CO<sub>2</sub>-emissies toenemen met 5 % per jaar en zou de koolstofintensiteit van de elektriciteitssector aanzienlijk verslechteren. De koolstofintensiteit zou in 2030 twee keer hoger zijn dan in 2010 en zelfs een hogere waarde halen dan in 1990. De verklaring voor die evolutie ligt in de herintrede van steenkool voor de elektriciteitsproductie, de sluiting van de kerncentrales, de vertraging in de doorbraak van aardgas en in de ontwikkeling van hernieuwbare energie.

De sterke groei van de emissies van de transportsector tussen 1990 en 2010 is niet verwonderlijk gelet op de beperkte mogelijkheden om over te schakelen op andere brandstof en de nog geringe impact van de ACEA-akkoorden op het verbruik van personenwagens. De gemiddelde groeivoet van de emissies zou 1,5 % per jaar bedragen over die periode. Vanaf 2010 tot 2030 zou het groeitempo van de emissies (+0,6 % per jaar) gematigd worden door het volledige effect van de ACEA-akkoorden voor personenwagens en een significante verbetering van de energie-efficiëntie van de andere vervoermiddelen. Bovendien zou de groei van het goederenvervoer geleidelijk losgekoppeld worden van de economische groei.



De koolstofintensiteit (uitgedrukt in ton CO<sub>2</sub> per toe verbruikte energie) van de transportsector zou slechts met -5 % dalen tussen 2000 en 2030.

Ondanks de sterke groei van de activiteit in de tertiaire sector tussen 2000 en 2010 (2,3 % per jaar), zouden de CO<sub>2</sub>-emissies stabiel blijven over die periode vooral omdat er minder koolstofintensieve energievormen worden gebruikt. Ter vergelijking: tussen 1990 en 2000, en voor een vergelijkbare groeivoet van de sectoractiviteit, namen de emissies met 9 % toe of met gemiddeld 0,8 % per jaar. Na 2010 zou er verzadiging optreden op het niveau van de omschakeling van brandstof en de verbetering van energie-efficiëntie, waardoor de CO<sub>2</sub>-emissies opnieuw zouden stijgen (0,7 % per jaar in 2010-2020 en 1,5 % per jaar in 2020-2030). De koolstofintensiteit van de tertiaire sector zou met 17 % verbeteren tussen 2000 en 2030.

Ten slotte zijn de industrie en de residentiële sector de enige sectoren die een gestage daling van hun CO<sub>2</sub>-emissies zouden laten optekenen tussen 2000 en 2030. De CO<sub>2</sub>-emissies van die sectoren zouden gemiddeld met 0,7 % per jaar dalen over die periode, waarbij de dalende koolstofintensiteit van die sectoren<sup>1</sup> (respectievelijk 22 % en 17 %) de toenemende vraag naar energie meer dan compenseert.

De bovenvermelde sectorale evoluties komen tot uiting in een toename van de koolstofintensiteit (uitgedrukt in ton CO<sub>2</sub> per eenheid vraag naar primaire energie) van het volledige Belgische energiesysteem met gemiddeld 0,6 % per jaar over de periode 2000-2030. De energie-intensiteit van het bbp daarentegen zou jaarlijks dalen met 1,6 %. Dat leidt tot een verbetering van de koolstofintensiteit van de economie (CO<sub>2</sub>-emissies per eenheid bbp). Deze laatste zou immers met 1 % per jaar dalen tussen 2000 en 2030. In 2030 zou voor een eenheid bbp een kwart minder CO<sub>2</sub>-uitstoot nodig zijn dan in 2000 en een derde minder dan in 1990. Toch zou het absolute niveau van 340 t CO<sub>2</sub>/miljoen euro in 2030 voor België hoger zijn dan het Europese gemiddelde dat 217 t CO<sub>2</sub>/miljoen euro zou bedragen.

Ten slotte, gelet op de zwakke bevolkingsgroei, zouden de CO<sub>2</sub>-emissies per inwoner toenemen met 0,6 % per jaar tussen 2000 en 2030, een toename van 11,3 ton naar 13,5 ton.

## 2. SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies

De emissies van zwaveldioxide en stikstofoxide, die voor de zure regen verantwoordelijk zijn, zijn door Europese richtlijnen en door het Protocol van Göteborg (UN-ECE)<sup>2</sup> gereguleerd. Die reglementering werd in Belgisch recht omgezet via verschillende gewestelijke decreten. De teksten van de Europese Commissie en de Economische Commissie Europa bepalen met name<sup>3</sup> voor elk land ofwel emissieplafonds die niet mogen worden overschreden ofwel de vermindering van SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies die in 2010 moeten worden bereikt ten opzichte van 1990. In België moet de uitstoot van SO<sub>2</sub> met 74 % en de uitstoot van NO<sub>x</sub> met 47 %

1. Met name de CO<sub>2</sub>-uitstoot gedeeld door de eindvraag naar energie.
2. United Nations – Economic Commission for Europe.
3. Op Europees niveau bestaan er specifiekere richtlijnen die ertoe moeten bijdragen de vastgelegde emissieplafonds te halen, zoals de richtlijn betreffende de grote stookinstallaties en betreffende het zwavelgehalte van bepaalde vloeibare brandstoffen.

teruggedrongen worden. Om die doelstellingen te halen, werden er in ons land verschillende maatregelen uitgewerkt en werd de inspanning om emissies af te bouwen verdeeld over de gewesten, in het bijzonder voor de transportsector.<sup>1</sup>

Het reglementeren van het zwavelgehalte van brandstoffen, en in het bijzonder van olieproducten, is één manier om de uitstoot van SO<sub>2</sub> te verlagen. De verplichting om verbrandingsinstallaties te voorzien van een ontzwavelingsuitrusting voor rookgassen (bijvoorbeeld in elektrische centrales op steenkool) is een andere mogelijkheid. De reglementering inzake NO<sub>x</sub>-emissies wil enerzijds de emissies aan de bron verminderen door lage NO<sub>x</sub>-branders in verwarmingsketels te verplichten en anderzijds, worden end-of-pipe oplossingen als katalysatoren op auto's en een denitrificatie-uitrusting in grote verbrandingsinstallaties verplicht. Bovendien kunnen de SO<sub>2</sub> en de NO<sub>x</sub>-emissies worden verminderd dankzij de energiebesparingen om de CO<sub>2</sub>-emissies te beperken. De vervanging van vaste en vloeibare brandstoffen door aardgas, dat geen zwavel bevat, zorgt ook voor een daling van de SO<sub>2</sub>emissies.

#### *Uitstoot van SO<sub>2</sub>*

De resultaten van het basisscenario wijzen op een regelmatige en significante daling van de SO<sub>2</sub>-emissies tussen 2000 en 2030. Dankzij de wettelijke maatregelen die van toepassing zijn, in combinatie met de verdere doorbraak van aardgas in de industrie, de residentiële sector en de tertiaire sector, zou, ten opzichte van 1990, de totale zwaveldioxide-uitstoot in 2010 kunnen dalen met 72 % en in 2030 met 80 %. In alle sectoren zouden de emissies dalen over de periode tussen 2020 en 2030, behalve in de elektriciteitssector, waar steenkoolcentrales een deel van het ontmantelde nucleaire park vervangen. Die toename blijft echter marginaal omdat in steenkoolcentrales ontzwavelingsinstallaties voor rookgassen verplicht zijn. In die installaties wordt 95 % van de SO<sub>2</sub> uit de rookgassen verwijderd.

#### *Uitstoot van NO<sub>x</sub>*

De uitstoot van stikstofoxiden zou ten opzichte van 1990 dalen met 54 % in 2010 en 57 % in 2030. Die percentages zijn minder hoog dan die voor zwaveldioxide en relatief stabiel. Een verklaring hiervoor is dat de efficiëntie van end-of-pipe-maatregelen voor de verwijdering van NO<sub>x</sub> lager is (ongeveer 80 %) en dat de verdere doorbraak van aardgas geen significante impact heeft op de NO<sub>x</sub>-emissies.

---

1. Beslissing van de interministeriële conferentie over milieu van 24 maart 2003.



## Variante en scenario's voor het energie- en transportbeleid

Het basisscenario dient ook als basis voor gevoeligheidsanalyses waarmee de impact van beleidsmaatregelen wordt geëvalueerd die een invloed kunnen hebben op de ontwikkeling van het energiesysteem. Er werd een keuze gemaakt tussen de talrijke onzekerheden en mogelijke beleidsmaatregelen. Dat gebeurde op basis van de resultaten van het basisscenario. Zo roept het groter aandeel van aardgas in het nationale energieverbruik tegen 2030 een aantal vragen op in verband met de bevoorradingszekerheid en de prijzen. Het basisscenario benadrukt ook de sleutelrol van het vervoer (over de hele projectieperiode) en van de elektriciteitsproductie (vooral na 2020) in de evolutie van de CO<sub>2</sub>-uitstoot in België. Op basis van die vaststellingen worden in de voorliggende studie volgende alternatieve scenario's opgesteld: een variante in verband met de aardgasprijs, twee scenario's over de beleidsopties inzake elektriciteitsproductie en een scenario in verband met het vervoerbeleid. Voor elk scenario wordt de impact geëvalueerd op de energievraag, het energieaanbod en de emissies van pollutanten tegen 2030. Die variante en scenario's worden hieronder in het kort beschreven:

- Variante voor de energieprijzen: variante waarbij de aardgasprijzen hoger zijn dan in het basisscenario;
- Scenario 'Hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling': scenario waarin de gewestelijke doelstellingen voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling vervat zitten;
- Scenario's 'Terugkeer naar kernenergie': twee scenario's waarbij het ene scenario de impact van een verlenging van de bestaande kerncentrales onderzoekt en het andere scenario de impact van langetermijninvesteringen in de nieuwe nucleaire technologieën;
- Scenario 'Een nieuw intermodaal evenwicht in het vervoer': een scenario dat een beleid van *modal shift* simuleert en waarbij de bezettingsgraad van de voertuigen en van het laadvermogen van de vrachtwagens wijzigt. De bedoeling van dat beleid is verkeersopstoppingen en de negatieve impact van het vervoer op het milieu tegen te gaan.

Het is belangrijk erop te wijzen dat de beleidsmaatregelen die aan de hand van die drie scenario's worden geëvalueerd, niet beschouwd moeten worden als opties die voorrang moeten krijgen op andere opties<sup>1</sup> die ook een gunstige invloed hebben op de CO<sub>2</sub>-uitstoot. De belangrijkste doelstelling van die evaluatie is in twee specifieke sectoren na te gaan 'wat er zou gebeuren indien...' en een licht te werpen op de omvang van de impact, rekening houdend met de doelstelling.

1. Zoals bijvoorbeeld een hogere energie-efficiëntie, een beheersing van de energievraag of de technologische veranderingen die verder gaan dan de hypothesen van het basisscenario.

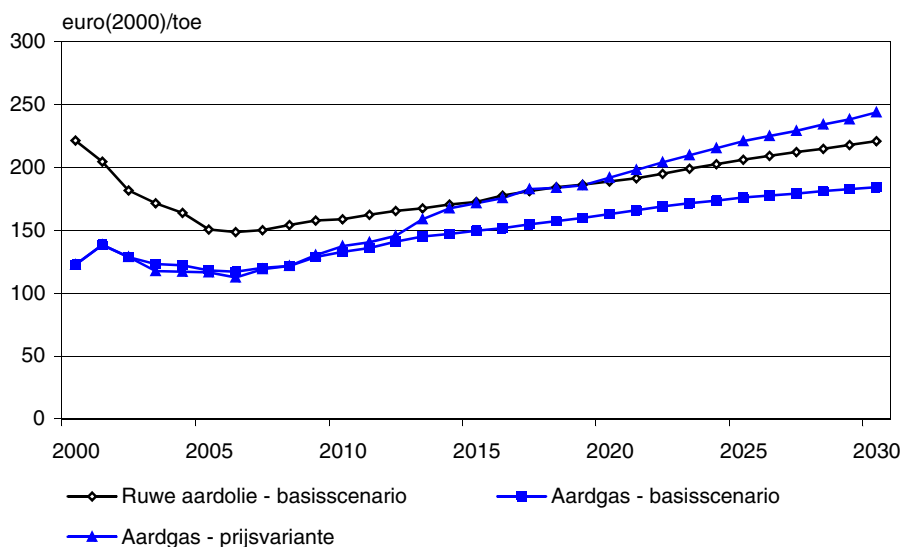
## A. Variante voor de energieprijzen

Het jongste decennium werd gekenmerkt door een snelle groei van de aardgasmarkt zowel in België als in de rest van Europa. Volgens de resultaten van het basisscenario zou die markt de volgende twee decennia (2000-2020) blijven groeien als gevolg van de 'stormloop' op aardgas<sup>1</sup> voor de elektriciteitsproductie. Desondanks toont een recente studie<sup>2</sup> over de internationale energievoorzichten aan dat het aandeel van Europa in het wereldwijde gasverbruik onophoudelijk zou dalen, omdat het energieverbruik in de ontwikkelingslanden en meer bepaald in Azië fors zou toenemen.

De snelle toename van het aardgasverbruik op wereldschaal zou niet worden afgeremd door een tekort aan bronnen. Er zijn immers zeer rijke aardgasvoorraden, die echter in twee gebieden zijn geconcentreerd, namelijk in het Gemenebest van Onafhankelijke Staten (GOS) en in het Midden-Oosten, waar de gasproductie de komende jaren aanzienlijk zou stijgen. Toch heerst er onzekerheid over de leveringsvoorwaarden van aardgas aan de verschillende consumptiemarkten. Die onzekerheid heeft vooral te maken met de aardgasproductie (peil en prijzen) en met het gastransport van de productiezones naar de consumptiezones (vervoerskosten).

Ongunstigere omstandigheden in de Europese aardgasbevoorrading zouden, ten opzichte van het basisscenario, een stijging van de aardgasprijs met zich meebrengen. Vandaar dat het nuttig en interessant is om na te gaan wat de impact op het Belgisch energiesysteem is van een hogere aardgasprijs. Dat is de doelstelling van de variante die in dit hoofdstuk wordt onderzocht. De evolutie van de aardgasprijs in de variante steunt op de resultaten van het POLES-model die voortvloeien uit een dubbele hypothese, namelijk een sterkere groei van de vraag naar aardgas in de Aziatische landen en duurdere leveringen door de vroegere Sovjet-Unie. In deze variante zou de aardgasprijs op de Europese markt tussen 2015 en 2020 een peil bereiken dat vergelijkbaar is met dat van de ruwe aardolie en dat vervolgens tussen 2020 en 2030 hoger zou liggen. Ten opzichte van het basisscenario, zou de aardgasprijs in 2020 en 2030 respectievelijk 18 % en 32 % hoger zijn.

- 
1. Die term is de letterlijke vertaling van de Engelse uitdrukking 'the dash for gas' die men terugvindt in publicaties van de Europese Commissie en het Internationaal Energieagentschap om het groeiend verbruik van aardgas, vooral voor de elektriciteitsproductie, aan te geven.
  2. 'World Energy, Technology and Climate Policy Outlook', WETO 2030, European Commission, DG Research, 2003 (ref. EUR 20366).

**FIGUUR 23 - Prijs van ruwe aardolie en aardgas in het basisscenario en de variante**

## 1. Primaire energievraag en uitstoot van polluenten

### Primaire energievraag

In vergelijking met het basisscenario, zouden hogere aardgasprijzen over de periode 2015-2030 leiden tot een lichte toename van de totale primaire energievraag in 2020 en 2030 met respectievelijk 0,2 % en 0,8 %. In absolute termen zou de stijging niet groter zijn dan 500 ktoe. Die toename vloeit voort uit de verschuiving van aardgas naar steenkool (zie infra) die in centrales wordt gestookt waarvan het omzettingsrendement lager is dan dat van de STEG's die op aardgas branden. Het groeitempo van de primaire energievraag zou over de projectieperiode 0,3 % per jaar bedragen, tegenover 0,2 % in het basisscenario.

De meest significante wijzigingen zouden zich voordoen in de samenstelling van het energieverbruik, doordat een deel van het aardgas vervangen wordt door andere brandstoffen. Ten opzichte van het basisscenario, zou het aardgasverbruik in 2020 en 2030 met respectievelijk 11 % en 21 % dalen (of 2,7 Mtoe in 2020 en 5,2 Mtoe in 2030). Dat komt door een stijging van de vraag naar aardgas (+46 % over de periode 2000-2030) die minder uitgesproken is dan in het basisscenario (+84 % over de periode 2000-2020). Om die afname te compenseren, zou het steenkoolverbruik aanzienlijk toenemen (+74 % in 2020 en +50 % in 2030). De vraag naar olieproducten en hernieuwbare energie zou daarentegen in mindere mate stijgen, zowel in relatieve als in absolute termen. Op het einde van de projectieperiode zou het aandeel van aardgas in de primaire energievraag 31 % bedragen (tegenover 40 % in het basisscenario), wat vergelijkbaar is met het aandeel in 2000. Aardgas zou na olieproducten de meest gebruikte brandstof blijven.

### Uitstoot van polluenten

De veranderingen op het vlak van de primaire energievraag hebben uiteraard een impact op de uitstoot van polluenten. Deze hebben de grootste impact op de uitstoot van zwaveldioxide die, ten opzichte van het basisscenario, in 2020 en 2030 respectievelijk 3,7 % en 7,3 % hoger zou zijn. Aardgas veroorzaakt immers geen CO<sub>2</sub>uitstoot, in tegenstelling tot andere fossiele brandstoffen. In 2020 en 2030 zou de CO<sub>2</sub>-uitstoot toenemen met respectievelijk 3,2 % en 6,2 % ten opzichte van het

basisscenario. Hogere aardgasprijzen zouden dus een ongunstige impact hebben op de CO<sub>2</sub>-emissies, die in 2030 met 56 % zouden toenemen ten opzichte van het niveau van 1990, terwijl dat in het basisscenario 47 % is. Ten slotte zou ook de NO<sub>x</sub>-uitstoot groter zijn, maar de toename ten opzichte van het basisscenario zou kleiner zijn dan bij de twee overige pollutanten (4 % in 2030). De grotere uitstoot van pollutanten zou vooral worden veroorzaakt door de elektriciteitsproductie (zie infra).

**TABEL 5 - Primaire energievraag en emissies: prijsvariante t.o.v. basisscenario (verschil in hoeveelheden en %)**

	2020		2030	
	ktoe	%	ktoe	%
Primaire energievraag				
Totaal	110	0,2	489	0,8
- Steenkool	2363	84,6	5024	51,9
- Olieproducten	274	1,1	496	2,1
- Aardgas	-2682	-11,0	-5187	-21,1
- Kernenergie	0	0,0	0	0,0
- Hernieuwbare energie	157	8,4	160	7,1
Totale emissies	Mt	%	Mt	%
- CO <sub>2</sub>	3,8	3,2	9,1	6,2
- SO <sub>2</sub>		3,7		7,3
- NO <sub>x</sub>		1,8		4,3
Energie-intensiteit van het bbp		%		%
		0,2		0,8

## 2. Eindvraag naar energie

Wat de eindvraag naar energie betreft, zouden hogere aardgasprijzen enerzijds leiden tot een afname van het energieverbruik in bijna alle sectoren en anderzijds, tot de substitutie van aardgas door vooral olieproducten en elektriciteit.

Hogere prijzen leiden tot energiebesparend gedrag en investeringen. Dat verklaart een - zelfs lichte - daling van de eindvraag naar energie. In de industrie en de tertiaire sector zou de daling het grootst zijn. In de residentiële sector is het enige effect de substitutie tussen aardgas en olieproducten. De transportsector ondervindt geen invloed van een hogere aardgasprijs.

Een daling van de eindvraag naar energie en de substitutie tussen energievormen hebben samen een impact op de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de sectoren van de eindvraag naar energie, wat tot een lichte afname van de uitstoot leidt ten opzichte van het basisscenario (-0,4 % in 2020 en -1,1 % in 2030).

**TABEL 6 - Eindvraag naar energie: prijsvariante t.o.v. basisscenario (verschil in hoeveelheden en %)**

	2020		2030	
	ktoe	%	ktoe	%
Eindvraag naar energie				
Totaal	-146	-0,4	-308	-0,7
Per brandstof				
- Steenkool	15	1,5	22	2,6
- Olieproducten	171	1,0	288	1,7
- Aardgas	-400	-3,2	-798	-6,2
- Elektriciteit	16	0,2	145	1,5
- Andere	40	2,9	30	2,0
Per sector				
- Industrie	-75	-0,5	-124	-0,9
- Tertiaire sector	-77	-1,5	-148	-2,4
- Residentiële sector	20	0,2	2	0,0
CO <sub>2</sub> -emissies	Mt	%	Mt	%
	-0,4	-0,4	-0,9	-1,1

### 3. Elektriciteitsproductie

Zoals uit de voorgaande analyse bleek, heeft de prijsstijging van aardgas een invloed op de elektriciteitsvraag, vooral op het einde van de projectieperiode. Bijgevolg zou de elektriciteitsproductie in 2030 toenemen met ongeveer 2 000 GWh ten opzichte van het basisscenario. Vergeleken met de impact op het productieniveau, is de impact op de structuur van de elektriciteitsproductie en op de CO<sub>2</sub>-uitstoot van die sector groter.

**TABEL 7 - Elektriciteitsproductie: prijsvariante t.o.v. basisscenario (verschil in hoeveelheden en %)**

	2020		2030	
	ktoe	%	ktoe	%
Brandstofverbruik				
Totaal	113	0,5	787	3,8
waarvan				
- Steenkool	2356	2309	5025	68
- Aardgas	-2242	-18	-4278	-35
- Biomassa/afval	0	0	39	5
Elektriciteitsproductie	GWh	%	GWh	%
Totaal	257	0,2	2074	1,7
waarvan				
- Superkritische steenkoolcentrales	13175	5326	29177	67
- Gascentrales (STEG's + gasturbines)	-14144	-20	-29067	-42
- Hernieuwbare energie	1594	159	1826	61
Geïnstalleerde capaciteit	Mwe	%	Mwe	%
Totaal	236	1,2	769	3,4
waarvan				
- Superkritische steenkoolcentrales	1713	4892	3898	71
- Gascentrales (STEG's + gasturbines)	-1950	-14	-4283	-28
CO <sub>2</sub> -emissies	Mt	%	Mt	%
	4,0	13,2	9,8	16,8

Als gevolg van de stijgende aardgasprijs over de periode 2015-2030, zou de concurrentiekracht van de gasturbines met gecombineerde cyclus achteruitgaan ten opzichte van de superkritische steenkoolcentrales. Daardoor zou de geïnstalleerde capaciteit van de geavanceerde thermische centrales op steenkool toenemen met ongeveer 1700 MW in 2020 en 3900 MW in 2030 ten opzichte van het basisscenario. De geïnstalleerde capaciteit aan STEG's zou daarentegen afnemen met ongeveer 2000 MW in 2020 en 4300 MW in 2030.

Die veranderingen in de structuur van het productiepark brengen vergelijkbare veranderingen teweeg in de structuur van de elektriciteitsproductie en in het gebruik van brandstoffen. Op het einde van de projectieperiode zou zowel de elektriciteitsproductie op basis van steenkool, als het steenkoolverbruik voor de elektriciteitsproductie met bijna 70 % toenemen ten opzichte van het basisscenario. Voor aardgas zouden die indicatoren daarentegen afnemen met 40 %. De afname van de elektriciteitsproductie op basis van aardgas zou ook worden gecompenseerd - maar dan in mindere mate - door een toename van de productie op basis van hernieuwbare energie.

Het is interessant te benadrukken dat de toename van het brandstofverbruik in de centrales, die volgt op de stijging van de aardgasprijs, hoger is dan de toename van de elektriciteitsproductie. Dit wijst erop dat het gemiddeld thermisch rendement van het productiepark afneemt. De substitutie van de STEG-centrales - die het grootste omzettingsrendement geven - door steenkoolcentrales zou immers leiden tot een afname van het gemiddeld thermisch rendement van het park, namelijk van 53 % in 2030 in het basisscenario naar 51 % in de variante voor de energieprijzen.

De bovenbeschreven substitutie tussen aardgas en steenkool heeft ten slotte een grote impact op de CO<sub>2</sub>-emissies afkomstig van de elektriciteitsproductie. Die emissies zouden in 2020 en 2030 respectievelijk 13 % en 17 % hoger zijn dan de emissies in het basisscenario. In 2030 zou de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de elektriciteitssector stijgen met 202 % ten opzichte van het niveau van 1990, tegenover 156 % in het basisscenario.



## B. Scenario 'Hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling'

De gewesten hebben doelstellingen voor de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen (HEB) en warmtekrachtkoppeling (WKK) vooropgesteld. Met dit scenario, het 'HEB+WKK'-scenario, wordt nagegaan wat de impact op het energiesysteem is, wanneer deze doelstellingen worden gehaald. Het basisscenario houdt immers geen rekening met het beleid en de maatregelen om die doelstellingen te halen die na 31 december 2001 werden goedgekeurd. De resultaten van dat scenario geven aan dat de doelstellingen niet zullen worden gehaald en wijzen erop dat stimulerende maatregelen nodig zijn.

Eerst wordt de internationale context geschetst waarbinnen de gewestelijke doelstellingen kaderen. Daarna wordt er dieper ingegaan op het systeem van de groenestroomcertificaten (GSC), dat de gewesten zullen toepassen om de doelstellingen in verband met de elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen en WKK te halen: het systeem van groenestroomcertificaten. Tot slot zullen de hypothesen en de methodologie beschreven worden en zullen de resultaten van het HEB+WKK-scenario vergeleken en geëvalueerd worden ten opzichte van het basisscenario

### 1. Europese en gewestelijke doelstellingen

#### *Hernieuwbare energie*

In 2001 keurden de Europese Raad en het Europees Parlement<sup>1</sup> de Europese Richtlijn 2001/77/EG goed betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt. Hiermee hebben de Raad en het Parlement een gemeenschappelijk kader gecreëerd om de bijdrage van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie van de Europese Unie te vergroten. Dat kader is bovendien in overeenstemming met de indicatieve doelstellingen van het Witboek<sup>2</sup> over hernieuwbare energiebronnen. Tegen 2010 moet het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in het Europees bruto binnenlands verbruik op 12 % gebracht zijn en moet het aandeel van elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen in het totale elektriciteitsverbruik opgetrokken zijn tot 22 %. De richtlijn legt indicatieve streefcijfers vast voor elke Europese Lidstaat. Ze bepaalt hoe groot het aandeel van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen moet zijn in het bruto elektriciteitsverbruik in 2010. Voor België bedraagt dat cijfer 6 %.

In België zijn de gewesten bevoegd voor hernieuwbare energiebronnen. De gewesten hebben hun eigen doelstellingen geformuleerd die overeenstemmen zijn met de indicatieve streefcijfers van de Europese richtlijn. Het Vlaamse decreet van 20 december 2002 bepaalt voor het Vlaams Gewest dat de productie van groene stroom<sup>3</sup> in 2010 6 %<sup>4</sup> van de elektriciteitsleveringen moet bedragen. Het Waals Gewest heeft 8 % vooropgesteld<sup>5</sup>.

1. Publicatieblad L283/33 van 27 oktober 2001.
2. Witboek van de Europese Commissie "Energie voor de toekomst: duurzame energiebronnen" COM(97)/599 def.
3. Onder groene stroom verstaat men elektriciteit geproduceerd op basis van hernieuwbare energiebronnen.
4. Belgisch Staatsblad van 31 december 2002.
5. Projet de Plan pour la maîtrise durable de l'énergie – A l'horizon de 2010 en Wallonie – maart 2002 en het Plan pour la maîtrise durable de l'énergie – A l'horizon 2010 en Wallonie – december 2003 (goedgekeurd door de Waalse Regering op 18 december 2003).

## Warmtekrachtkoppeling

Op Europees niveau ligt er ook een voorstel op tafel ter bevordering van warmtekrachtkoppeling binnen de interne energiemarkt<sup>1</sup>. De Europese Commissie wil met die richtlijn de nodige randvoorwaarden creëren waarbinnen het aandeel van de warmtekrachtkoppeling in de energievoorziening kan groeien. Op korte termijn moet de discriminatie van warmtekrachtkoppeling bij de aansluiting op het elektriciteitsnet en bij de onderhandeling over transport- en distributietarieven weggewerkt worden. De richtlijn schetst ook het kader waarbinnen de lidstaten WKK-installaties financieel mogen ondersteunen. Op langere termijn moet WKK één van de instrumenten worden waarmee een duurzame ontwikkeling van het productiepark voor elektriciteit kan worden bereikt. Dankzij WKK-installaties kan er immers, door de gelijktijdige opwekking van stoom en elektriciteit, een primaire energiebesparing van meer dan 10 % worden gehaald ten opzichte van de gescheiden opwekking.

In België lopen de gewesten voor op de Europese regelgeving. De gewesten hebben reeds doelstellingen voor de productie van elektriciteit op basis van WKK vastgelegd. In het Vlaams Klimaatbeleidsplan<sup>2</sup> legt de Vlaamse regering de lat op een bijkomende 1832 MWe (bovenop de reeds bestaande 270 MWe), die gerealiseerd moet zijn tegen 2012. Het Waals Gewest heeft zijn doelstellingen niet geformuleerd in termen van productiecapaciteit, maar in termen van elektriciteitslevering en rekent op 15 % elektriciteit op basis van WKK in 2010<sup>3</sup>.

## 2. Het systeem van groenestroomcertificaten

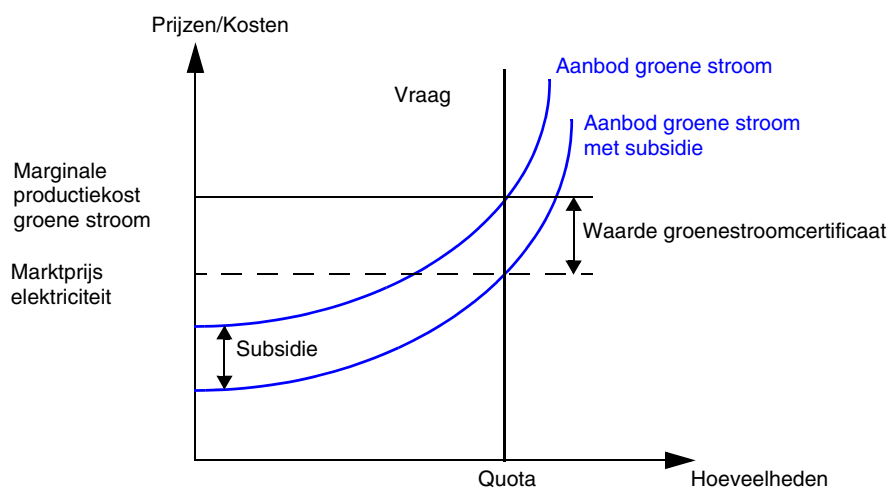
De Europese richtlijn over hernieuwbare energiebronnen legt de doelstellingen voor hernieuwbare energiebronnen vast, maar laat de lidstaten kiezen welke middelen zij willen inzetten om die doelstellingen te halen. Het marktmechanisme van groenestroomcertificaten lijkt het meest aangepast om de doorbraak van hernieuwbare energie in een vrijgemaakte elektriciteitsmarkt te bewerkstelligen. Vele landen verkiezen daarom het systeem van de groenestroomcertificaten. Een andere manier om de productie van elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen te bevorderen is de ondersteuning via een prijsbeleid<sup>4</sup>. Hoewel deze systemen ontegensprekelijk hun efficiëntie bewezen hebben voor de doorbraak van hernieuwbare energiebronnen, hebben ze een belangrijk nadeel. Dergelijke systemen geven geen stimulans om de productiekosten te drukken. België heeft gekozen voor een combinatie van een systeem van groenestroomcertificaten en een systeem van minimumprijzen voor de productie van groene stroom.<sup>5</sup>

- 
1. COM(2003) 416 def.
  2. Vlaams Klimaatbeleidsplan 2002-2005, goedgekeurd door de Vlaamse regering op 28 februari 2003
  3. Plan pour la maîtrise durable de l'énergie – A l'horizon 2010 en Wallonie – décembre 2003. Er moet opgemerkt worden dat de doelstellingen die de Waalse regering goedkeurde, uiteindelijk lager zijn dan de doelstellingen die aanvankelijk werden vooropgesteld in het *Projet de plan pour la maîtrise durable de l'énergie* (namelijk 20 % of 5 000 GWh in 2010) en waarop deze studie zich heeft gebaseerd.
  4. Zoals de systemen van gewaarborgde prijzen in Frankrijk en Duitsland.
  5. Of een systeem van gewaarborgde prijzen.

## Algemene principes

In het systeem van groenestroomcertificaten worden bepaalde marktpelers (producenten, leveranciers, enz.) verplicht om een bepaalde hoeveelheid GSC bij de producenten van groene stroom te verwerven en zo de opgelegde quota voor de productie van groene stroom te halen. Die marktpelers kunnen de leveranciers van elektriciteit, de elektriciteitsverbruikers of -producenten zijn.

**FIGUUR 24 - Vraag en aanbod groene stroom**



Elke installatie voor de productie van groene stroom moet beschikken over een garantie van oorsprong die toegekend werd door een erkend controleorgaan. Voor de elektriciteit die in die installaties wordt geproduceerd, ontvangt de elektriciteitsproducent groenestroomcertificaten.

De producenten kunnen hun groene stroom op twee markten valoriseren: een virtuele en fysieke markt. De virtuele markt voor GSC is een financiële markt: de groenestroomcertificaten zijn verhandelbaar en de elektriciteitsproducent verkoopt ze aan de marktpelers die de quota opgelegd krijgen. Aan de verkoop van een GSC is dus niet noodzakelijk een hoeveelheid elektriciteit gekoppeld. Op de fysieke elektriciteitsmarkt brengt de producent de stroom waarvoor een GSC is uitgereikt aan de man tegen de marktprijs voor elektriciteit.

Het systeem van GSC geeft de marktpelers aan wie de quota werden opgelegd, de vrijheid om de quota groene stroom zelf te produceren of GSC in te kopen. Als voor een marktpeler zijn marginale productiekost voor groene stroom lager is dan de opbrengst uit de verkoop van die groene stroom<sup>1</sup>, dan zal die marktpeler geneigd zijn meer groene stroom te produceren en dus meer GSC op de markt te brengen. Zolang zijn marginale productiekost echter hoger is, zal hij de vereiste GSC op de markt inkopen. In het evenwicht zal de marginale productiekost dus gelijk zijn aan de som van de marktprijs voor elektriciteit en de marktwaarde van het GSC (zie figuur 24).

1. Met name de marktprijs voor elektriciteit plus de prijs van het GSC.

De vraag naar groene stroom wordt in de eerste plaats vastgelegd door de opgelegde quota. Doordat de marktspelers die quota moeten respecteren, kopen zij GSC ongeacht de prijs (d.i. binnen bepaalde grenzen: in de praktijk gelden de boetes van de overheid als maximumprijzen voor de GSC): de vraag naar groene stroom is dus inelastisch.

### *Toepassing in België*

In het Vlaams en het Waals Gewest zijn de systemen voor GSC reeds operationeel. Het Waals gewest wil met het systeem ook zijn doelstellingen voor WKK halen. Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest heeft voorlopig nog geen stimulerende maatregelen voor groene stroom vastgelegd. Een voorstel van systeem van GSC ligt al wel op tafel, maar moet nog worden goedgekeurd.

In het Belgisch systeem van GSC ontvangt de elektriciteitsproducent voor elk groen geproduceerde MWh een groenestroomcertificaat. De hernieuwbare energiebronnen die in aanmerking komen voor een groenestroomcertificaat zijn zonne-energie, windenergie, waterkracht, getijden- en golfslagenergie, geothermie, biogas en biomassa.

In Vlaanderen komt ook de organisch-biologische fractie van huishoudelijk afval in aanmerking, mits de verbrandingsinstallatie in kwestie aan de milieueisen van VLAREM II<sup>1</sup>. In Wallonië komen ook warmtekrachtkoppelinginstallaties voldoet in aanmerking voor GSC. Voor warmtekrachtkoppelinginstallaties wordt het aantal GSC waarop de producent recht heeft, berekend op basis van de vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot. Om aanspraak te kunnen maken op GSC, moet de installatie minstens 10 % CO<sub>2</sub> besparen. Voorlopig komen enkel productie-eenheden op Belgisch grondgebied en in de Belgische territoriale wateren in aanmerking voor GSC.

In het Belgisch systeem zijn de leveranciers van elektriciteit verplicht om jaarlijks een bepaalde hoeveelheid GSC aan de gewestelijke regulatoren voor te leggen. Om de markt blijvend stimuleren te geven, worden de quota jaarlijks opgedreven: voor 2005 bedragen de quota 5 % van de geleverde elektriciteit voor het Waals Gewest en 2 % voor het Vlaams gewest. In 2010 lopen de quota op tot respectievelijk 12 % en 6 %. Voor elk ontbrekend GSC moeten de elektriciteitsleveranciers een boete betalen. Op die manier heeft de wetgever een plafond opgelegd voor de prijs voor het GSC. In een overgangperiode stijgen die boetes jaar na jaar. Vanaf 2004 bedraagt de boete in het Vlaams Gewest 125 euro en in het Waals Gewest 100 euro per ontbrekend GSC<sup>2</sup>.

### *Gegarandeerde minimumprijzen*

Ook de federale overheid wil op de prille markt voor GSC een minimale afzet van groene stroom tegen minimumprijzen verzekeren. Het KB van 16 juli 2002<sup>3</sup> garandeert de producent van groene stroom een minimumprijs voor zijn GSC, die afhankelijk is van de hernieuwbare energiebron en de gebruikte technologie:

- off-shore windenergie: 90 euro/MWh
- on-shore windenergie: 50 euro/MWh
- waterkracht: 50 euro/MWh
- zonne-energie: 150 euro/MWh
- andere (waaronder biomassa): 20 euro/MWh

---

1. VLAREM: Vlaams reglement betreffende de milieuvergunning.  
 2. Ter vergelijking in het eerste semester van 2003 bedroeg de prijs voor een MWh voor een gezin 112 euro en voor een industriële klant 76 euro (Bron: NewChronos).  
 3. Belgisch Staatsblad van 23 augustus 2002.

### 3. Hypothesen en methodologie

Voor het HEB+WKK-scenario gelden dezelfde hypothesen als voor het basisscenario. Het productiepark voor elektriciteit moet zich wel zodanig ontwikkelen dat de gewestelijke doelstellingen voor hernieuwbare energiebronnen en WKK gehaald worden.

PRIMES is een model dat de energiesystemen van de Europese lidstaten beschrijft op nationaal en Europees niveau en niet op regionaal niveau. De gewestelijke doelstellingen moesten dus omgezet worden naar nationale doelstellingen. In dit scenario wordt verondersteld dat de spreiding van die elektriciteitsleveringen over de verschillende gewesten voor de hele projectieperiode dezelfde blijft. De gewesten hebben de doelstellingen groene stroom immers geformuleerd op basis van de elektriciteitsleveringen binnen hun grondgebied.

#### *Hernieuwbare energie*

Wat de hernieuwbare energiebronnen betreft, kan met PRIMES de markt voor GSC<sup>1</sup> niet gemodelleerd worden. Vandaar dat een alternatieve methodologie werd gehanteerd. Om in 2010 aan de gewestelijke doelstellingen voor elektriciteit op basis van hernieuwbare energiebronnen te voldoen, wordt in PRIMES aan groene stroom een bijkomende subsidie toegekend. Over de periode 2010-2030 blijft dat bedrag van de subsidie voor groene stroom ongewijzigd. Het bedrag van die subsidie komt overeen met de subsidie die de producent van groene stroom moet ontvangen opdat zijn groene stroom concurrentieel zou zijn met de grijze stroom op de elektriciteitsmarkt. Dat komt neer op een verschuiving van de aanbodcurve van groene stroom totdat de prijs in het evenwichtspunt gelijk is aan de marktprijs. Doordat de vraag inelastisch is, komt de subsidie overeen met het verschil tussen de marginale productiekost en de marktprijs voor elektriciteit.

Het aanbod van hernieuwbare energiebronnen voor de opwekking van elektriciteit is beperkt. Daarom worden er aan elke hernieuwbare energiebron bovengrenzen opgelegd. Die bovengrenzen zijn gebaseerd op het potentieel van hernieuwbare energiebronnen die door de AMPERE-Commissie<sup>2</sup> geïdentificeerd zijn:

- on-shore windenergie: 500 MW bijkomend;
- off-shore windenergie: 500 MW bijkomend tegen 2010 en 500 MW na 2010;
- waterkracht: 25 MW bijkomend;
- zonne-energie: 500 GWh in 2020-2030;
- biomassa: maximaal te valoriseren in de elektriciteitsproductie: 1 100 ktoe.

Tot slot werd in dit HEB+WKK-scenario verondersteld dat na 2010 de leveringen groene stroom op zijn minst het niveau van 2010 halen.

- 
1. Zo wordt er ook geen rekening gehouden met de gratis distributie van groene stroom in het Vlaams Gewest.
  2. De Commissie voor de Analyse van de Middelen voor Productie van Elektriciteit en de Reëvaluatie van de Energievectors (AMPERE-Commissie) is belast met het formuleren van aanbevelingen en voorstellen inzake de toekomstige keuzen op het vlak van elektriciteitsproductie, opdat deze zouden overeenstemmen met de noden van de samenleving, de economie en het milieu van de éénentwintigste eeuw.

### Warmtekrachtkoppeling

Voor warmtekrachtkoppeling werden de gewestelijke doelstellingen voor de periode 2005-2010 uitgedrukt in termen van minimale productiequota. De doelstellingen van het Vlaamse Gewest, uitgedrukt in nieuw te installeren productiecapaciteit, moesten omgerekend worden naar productiequota en werden vervolgens opgeteld bij de doelstellingen van het Waals Gewest. Er wordt, zoals bij groene stroom, verondersteld dat na 2010 de elektriciteitsproductie op basis van WKK niet onder het niveau van 2010 kan dalen.

In Vlaanderen moet er bijkomend 1278 MWe WKK geïnstalleerd worden in 2005 en 1 832 MWe in 2012. Vermits PRIMES met tijdsvakken van vijf jaar werkt, werd de bijkomende capaciteit voor 2010 via lineaire interpolatie op 1674 MWe vastgelegd. Over de periode 2015-2030 bedraagt de minimaal opgestelde productiecapaciteit op basis van WKK 2102 MWe<sup>1</sup>. De doelstellingen worden geformuleerd als productiequota. Om die doelstelling om te rekenen naar jaarlijkse productiequota, werd die capaciteit vermenigvuldigd met het gemiddeld aantal draaiuren van een WKK-installatie. Op basis van historische gegevens werd dat gemiddeld aantal draaiuren van WKK-installaties geschat op 4 000 uur. Voor Wallonie heeft deze studie zich gebaseerd op de doelstellingen van het *Projet de plan pour la maîtrise durable de l'énergie* van maart 2002 (tabel 8). Bij het uitwerken en analyseren van het HEB+WKK-scenario, was het definitieve plan immers nog niet goedgekeurd of gepubliceerd. In dat laatste plan legt het Waals Gewest de lat iets lager dan in het oorspronkelijke plan: tegen 2005 en 2010 wil het Waals Gewest respectievelijk 1 535 GWh en 3 595 GWh elektriciteit op basis van WKK produceren.

**TABEL 8 - Geschatte doelstellingen warmtekrachtkoppeling voor België\***

	2005		2010		2015	
	Mwe	Gwh	Mwe	Gwh	Mwe	Gwh
Doelstelling Waals Gewest		1700		5000		5000
Doelstelling Vlaams Gewest	1548	6192	1944	7776	2102	8408
Doelstelling België		7892		12776		13408

\* De doelstellingen voor het Waals Gewest zijn de doelstellingen vooropgesteld in het *Projet de plan pour la maîtrise de l'énergie* van maart 2002.

1. Met name 1 832 MW bijkomende en 270 MW bestaande capaciteit.

## 4. Resultaten

### a. Elektriciteitsproductie

De invloed van de doelstellingen hernieuwbare energiebronnen en WKK op de hoeveelheid elektriciteit die de elektriciteitssector produceert, is verwaarloosbaar. De invloed op de brandstofsamenstelling van de elektriciteitscentrales is daarentegen aanzienlijk.

**TABEL 9 - Elektriciteitsproductie: HEB+WKK-scenario t.ov. basisscenario (verschil in GWh en %)**

	2010		2030	
	GWh	%	GWh	%
Kernenergie	0	0	0	0
Hernieuwbare energie				
- Waterkracht	0	0	10	2
- Windenergie	917	194	2266	92
- Biomassa	2834	215	3168	243
- Overige	0	0	332	893
Conventionele thermische centrales*				
- Vaste brandstoffen	-134	-6	-8955	-20
- Olieproducten	-81	-38	-14	-38
- Aardgas en afgeleide gassen	-2908	-7	5284	8
- Afval	-615	-58	-1094	-99
waarvan WKK	9558	86	3515	26

\* biomassa niet inbegrepen

#### *Hernieuwbare energie*

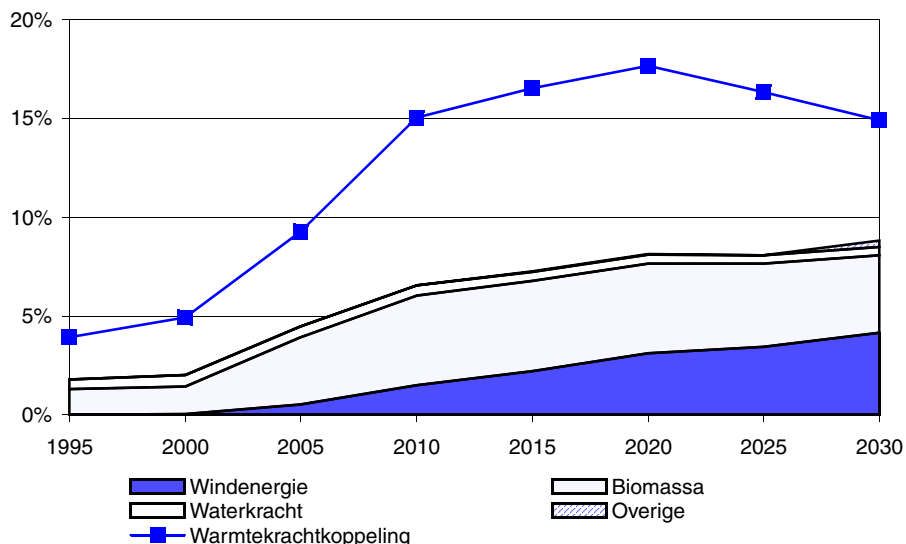
Om tegen 2010 te kunnen voldoen aan de doelstellingen groene stroom, zouden de elektriciteitsproducenten voornamelijk in biomassa en windenergie investeren. De technologieën zijn er rijp voor en het potentieel van die twee hernieuwbare energiebronnen voor de productie van elektriciteit kan relatief snel worden aangeboord. Met een aandeel van 4,3 % in de totale elektriciteitsproductie in 2010, ten opzichte van 1,4 % in het basisscenario, zouden thermische centrales op basis van biomassa de grootste bijdrage leveren in het halen van de doelstellingen groene stroom. Windenergie zou in die periode een nog meer uitgesproken groei kennen dan in het basisscenario en zou in 2010 instaan voor 1,4 % van de elektriciteitsproductie, ten opzichte van 0,5 % in het basisscenario.

De bijdrage van de overige hernieuwbare energiebronnen in het halen van de doelstellingen zou beperkt blijven: voor waterkracht is het overgrote deel van het potentieel benut en elektriciteitsproductie op basis van fotovoltaïsche cellen (zonne-energie) blijft het duurste. Net als in het basisscenario zouden deze twee hernieuwbare energiebronnen in 2010 0,5 % van de elektriciteitsproductie vertegenwoordigen. Daarmee zou in totaal 6,2 % van de elektriciteit geproduceerd worden op basis van hernieuwbare energiebronnen, overeenkomstig de indicatieve streefcijfers voor België.

Gezien de aangenomen schatting van het - beperkte - potentieel van groene stroom op basis van biomassa, vallen de investeringen in bijkomende biomassa-

installaties stil na 2010 en stagneert de productie van groene stroom op basis van biomassa. Biomassa zou zich in 2020 met 4,3 % handhaven als belangrijkste hernieuwbare energiebron voor de productie van groene stroom, gevolgd door windenergie met 3 %. In het basisscenario gaat het om respectievelijk 1,2 % en 0,5 %.

**FIGUUR 25 - Elektriciteitsproductie op basis van HEB en WKK<sup>1</sup> in het HEB+WKK-scenario (in % van elektriciteitsvraag)**



Na 2020 zou windenergie biomassa als belangrijkste hernieuwbare energiebron verdringen. In 2030 zouden biomassa en windenergie de meest concurrentiële hernieuwbare energiebronnen blijven met respectievelijk 3,7 en 3,9 % van de elektriciteitsproductie. In het basisscenario was dat nog 1,1 % voor biomassa en 2,1 % voor windenergie.

*Afval*

De elektriciteitsproducenten zouden niet meer investeren in de valorisatie van huishoudelijk afval in klassieke thermische centrales (opencycluseenheden). Afval kan niet bijdragen tot het halen van de doelstellingen voor groene stroom. Dat zou de producenten ertoe aanzetten om over te schakelen op biomassa. De industrie zou de vrijgekomen hoeveelheid afval gebruiken als brandstof voor de industriële stoomketels.

Tegen 2010 zou in het HEB+WKK-scenario de elektriciteitsproductie op basis van afvalverbranding meer dan gehalveerd worden ten opzichte van het basisscenario: slechts 0,5 % van de elektriciteit wordt opgewekt met afval als brandstof. Tegen 2020 zou het aandeel krimpen tot 0,1 %, tegenover 1,1 % in het basisscenario. Daarna zou er geen afval meer gebruikt worden.

*Warmtekrachtkoppeling*

De productie van elektriciteit op basis van WKK moet verviervoudigen in de periode 2000-2010 om de doelstellingen voor WKK te halen. Ten opzichte van het basisscenario zou de vraag naar stoom echter onveranderd blijven: investeringen in WKK-installaties zouden dus ten koste gaan van de productie van stoom in in-

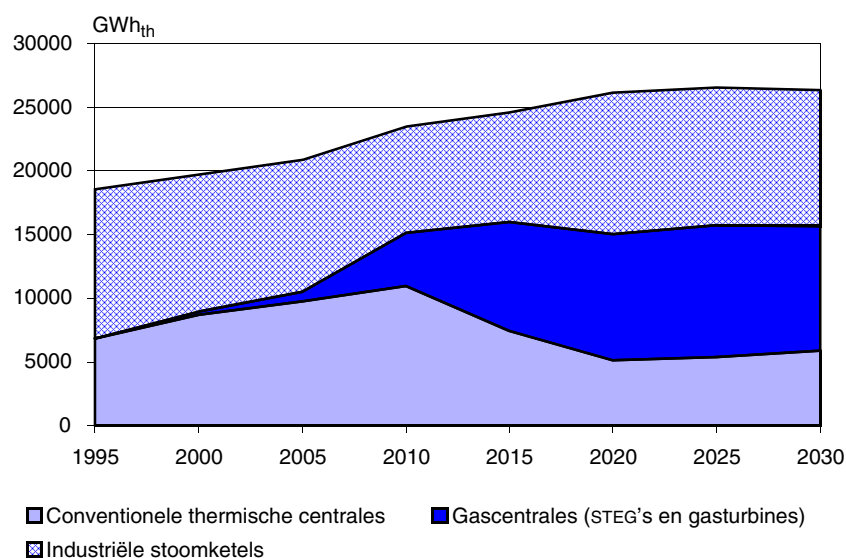
1. De percentages voor groene stroom en WKK zijn niet additief.



dustriële boilers. Er wordt in 2010 35 % meer stoom geproduceerd op basis van WKK.

Om op korte termijn te kunnen voldoen aan de WKK-doelstellingen, zouden de elektriciteitsproducenten in de periode 2000-2010 in eerste instantie produceren in WKK-installaties op basis van biomassa. De productie van elektriciteit op basis van biomassa draagt immers bij tot het halen van de HEB-doelstellingen en komt in aanmerking voor GSC. In 2010 produceren de elektriciteitsproducenten meer dan 50 % van hun stoom op basis van biomassa, ten opzichte van ongeveer 30 % in het basisscenario.

**FIGUUR 26 - Technologie ingezet voor de productie van stoom in het HEB+WKK-scenario**



De WKK-doelstellingen voor 2010 versnellen ook de doorbraak van de STEG-technologie voor de productie van stoom. Het gebruik van STEG-centrales voor de productie van stoom zou bijna verdubbelen ten opzichte van het basisscenario.

In de periode 2020-2030 zou de vraag naar stoom stagneren en zou de groei van de stoomproductie op basis van WKK vertragen. Het aandeel van WKK in de productie van elektriciteit bereikt zijn plafond in 2020 met 17 %, tegenover 12 % in het basisscenario. Op het eind van de projectie valt het aandeel van WKK in de productie van elektriciteit terug op 14 %, tegenover 11 % in het basisscenario. Met een aandeel van 60 % in de stoomproductie, zou de STEG-technologie de belangrijkste WKK-technologie worden, vóór thermische centrales op basis van biomassa. Het maximale potentieel van biomassa als goedkope brandstof is immers bereikt.

### Aardgas

Net als in het basisscenario zou aardgas tot 2015 de belangrijkste brandstof voor de elektriciteitsproductie blijven, na nucleaire brandstof. Daarna neemt aardgas de fakkel over. De doelstellingen voor groene stroom en WKK hebben verschillende, soms zelfs tegengestelde effecten op het gebruik van aardgas als brandstof. Enerzijds vervangen hernieuwbare energiebronnen ten dele aardgas voor de productie van elektriciteit. Anderzijds doet de doorbraak van WKK-centrales op basis van de STEG-technologie de vraag naar aardgas stijgen, maar met de technologie

is ook een belangrijke energiebesparing mogelijk ten opzichte van de gescheiden opwekking van stoom en elektriciteit. Tot 2020 zou dat resulteren in een lichte afname van het gebruik van aardgas voor de productie van elektriciteit: in 2010 zou het aandeel van aardgas 43 % bedragen en in 2020 60 %. In het basisscenario zou dat respectievelijk 46 % en 64 % zijn. Na 2020 moet blijvend geïnvesteerd worden in nieuwe WKK-installaties op aardgas om de WKK-doelstellingen te kunnen naleven. Daardoor zou de productie van elektriciteit op basis van aardgas in 2030 63 % bedragen tegenover 59 % in het basisscenario.

### Steenkool

Steenkool speelt slechts op het einde van de projectieperiode een rol van betekenis. Door de blijvende investeringen in gascentrales om aan de WKK-quota te kunnen voldoen, wordt de doorbraak van superkritische steenkoolcentrales vertraagd. Steenkool zou in 2030 wel de tweede brandstof zijn met een aandeel van 29 % in de elektriciteitsproductie ten opzichte van 37 % in het basisscenario.

### b. Bruto binnenlands energieverbruik

De ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen doet de primaire energieproductie in 2010 met 5 % stijgen ten opzichte van het basisscenario. De invoer van fossiele brandstoffen die daardoor vermeden wordt en de primaire energiebesparing die dankzij WKK-installaties mogelijk wordt, zouden de netto-invoer drukken met 2,5 %. Daardoor zou, ten opzichte van het basisscenario, in 2010 het bruto binnenlands energieverbruik met 1 % dalen.

Ook na 2010 zouden hernieuwbare energiebronnen progressief fossiele brandstoffen vervangen. Daardoor zou de primaire energieproductie in een iets lager tempo (-1,7 % per jaar tussen 2010 en 2020 en -12,7 % tussen 2020 en 2030) teruglopen dan in het basisscenario (respectievelijk -2,0 % en -14,7 %). De primaire energieproductie zou in 2030 36 % hoger liggen, terwijl de netto-invoer van energie met ongeveer 4 % zou afnemen ten opzichte van het basisscenario. Hernieuwbare energiebronnen zouden 4 % van de primaire energievraag vertegenwoordigen, tegenover 2,5 % in het basisscenario.

**TABEL 10 - Bruto binnenlands energieverbruik: basisscenario t.o.v. HEB+WKK-scenario (verschil in %)**

	2010	2020	2030
Primaire energieproductie	5,1	8,5	36,0
Netto-invoer van energie	-2,5	-3,2	-4,2
Bruto binnenlands energieverbruik	-1,0	-1,5	-3,2
Energie-intensiteit van het bbp	-1,0	-1,5	-3,2

In 2030 zou het bruto binnenlands energieverbruik 3,2 % lager liggen dan in het basisscenario. De energie-intensiteit verloopt recht evenredig met het bruto binnenlands energieverbruik en zou in 2030 137 toe per miljoen euro (2000) bedragen, tegenover 142 toe per miljoen euro (2000) in het basisscenario. Het aandeel van hernieuwbare energiebronnen zou in 2030 5 % bedragen, tegenover 3,7 % in het basisscenario.

Het invoerpercentage is iets lager dan in het basisscenario, maar heeft hetzelfde typische verloop als in het basisscenario: eerst een lichte stijging over de periode 2000-2010 (0,1 % per jaar tegenover 0,3 % in basisscenario), vervolgens vanaf 2015

gevolgd door een sterke stijging tengevolge van de sluiting van de kerncentrales tot 95 % van de primaire energievraag (tegenover 96,7 %) in 2030.

### c. CO<sub>2</sub>-emissies

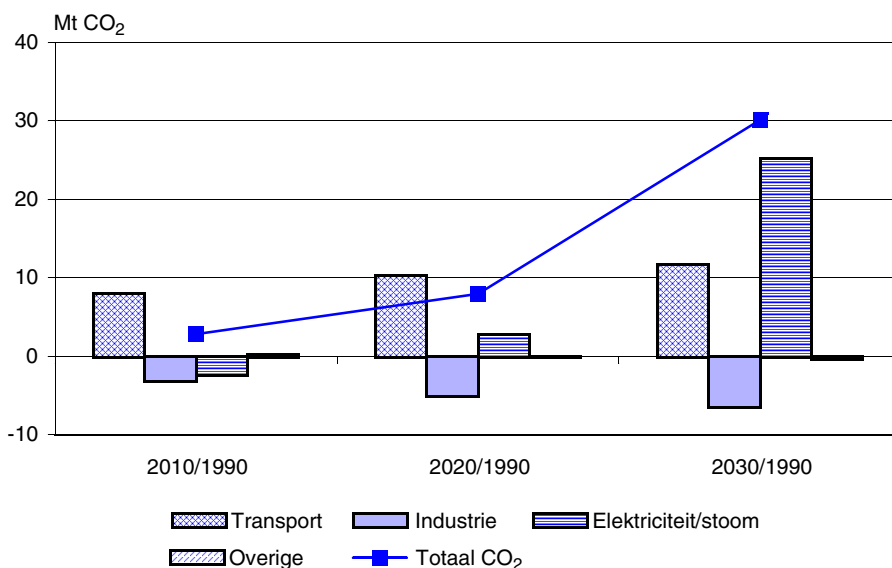
De gedeeltelijke substitutie van koolstofrijke fossiele brandstoffen door hernieuwbare energiebronnen en de verbetering van de globale energie-efficiëntie door het gebruik van WKK hebben een gunstige invloed op de energie-gerelateerde CO<sub>2</sub>-emissies. Ten opzichte van het basisscenario zouden de CO<sub>2</sub>-emissies in 2010 dalen met 2,7 % tot 109,4 Mt CO<sub>2</sub>. Dat is echter onvoldoende om de doelstellingen van Kyoto te halen.

**TABEL 11 - CO<sub>2</sub>-emissies: HEB+WKK-scenario t.o.v. basisscenario (verschil in Mt en %)**

	2010		2020		2030	
	kt	%	kt	%	kt	%
Totale CO <sub>2</sub> -emissies	-3,1	-2,7	-4,3	-3,6	-9,7	-6,6
waarvan						
- Productie elektriciteit en stoom	-1,8	-8,7	-3,4	-12,1	-8,8	-15,7
- Industrie	-1,4	-4,8	-1,2	-4,6	-1,1	-4,6

Na 2010 vergroot het verschil tussen beide scenario's: in 2020 zou het verschil 3,6 % bedragen, in 2030 6,6 %. Het zijn vooral de elektriciteitssector en de industriële sector die bijdragen tot de afname van de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot. De afname in de elektriciteitssector is toe te schrijven aan een groter aandeel van niet-fossiele brandstoffen in de productie van elektriciteit en stoom en een betere globale efficiëntie van de sector (een verbetering van ongeveer 10 % ten opzichte van het basisscenario, over de volledige projectieperiode). Bovenstaande tabel toont een daling die gaat van 9 % in 2010 tot 16 % in 2030. De vooropgestelde afname in 2030 zou voor 17 % toe te schrijven zijn aan een hoger aandeel HEB en WKK in de productie van elektriciteit en stoom. De belangrijkste oorzaak (83 %) voor die daling zou echter de daling van de investeringen zijn in meer vervuilende superkritische steenkoolcentrales. De afname van de uitstoot van de industrie is relatief stabiel en zou ongeveer 5 % over de periode 2010-2030 bedragen. Deze relatieve stabilisering is te wijten aan een groter aandeel van WKK in de productie van stoom en de overeenkomstige afname van de stoomproductie in industriële stoomketels. De CO<sub>2</sub>-emissies van WKK wordt immers bij conventie toegewezen aan de elektriciteitssector.

**FIGUUR 27 - Evolutie van de CO<sub>2</sub>-emissies in het HEB+WKK-scenario ten opzichte van 1990<sup>1</sup>**



Om dit hoofdstuk af te ronden is het nuttig te evalueren in hoeverre de Kyoto-doelstellingen kunnen gehaald worden met de doelstellingen voor WKK en groene stroom. Verder kan nagegaan worden hoe de sectorale en de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot evolueert in het HEB+WKK-scenario ten opzichte van 1990. In het HEB+WKK-scenario zou de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot in 2010 3 % hoger liggen dan in 2010; in 2020 en 2030 zou dat respectievelijk 8 % en 29 % zijn. In het basisscenario is dat respectievelijk 6 %, 12 % en 38 %.

## 5. Discussie rond de waarde van het GSC

Om de hernieuwbare energiebronnen die in aanmerking komen voor het systeem van GSC, aantrekkelijker te maken, berekent het PRIMES-model de subsidie die nodig is om de gewestelijke doelstellingen voor 2010 te halen. In theorie en op voorwaarde dat het aanbod de vraag kan volgen, is zowel de waarde van het GSC als de hoogte van die toegekende subsidie een maat voor het verschil tussen de marginale productiekost voor groene stroom en de marktprijs van elektriciteit.

Het PRIMES-model berekent dus het evenwicht tussen de vraag naar en het aanbod van groene stroom. Het verschuiven van de aanbodcurve voor groene stroom (zie figuur 24) legt het nieuwe evenwichtspunt vast tussen vraag en aanbod en bepaalt bijgevolg de prijs van het GSC. Afhankelijk van de hernieuwbare energiebron, bedraagt de subsidie, die het model berekende, tussen 15 en 25 euro per MWh.

Het verschil met de huidige marktprijzen voor groenestroomcertificaten is echter groot en vraagt om enkele kanttekeningen. In de periode van januari 2002 tot eind maart 2003 bedroeg de gemiddelde jaarprijs voor GSC in het Vlaams Gewest 70 euro/MWh. De maandprijzen die daarna werden genoteerd, liggen iets hoger: voor de periode tot eind augustus lag de gemiddelde prijs op 86 euro/MWh. In

1. Te vergelijken met figuur 22 in hoofdstuk II over het basisscenario.

---

het Waals Gewest lag de gemiddelde marktprijs voor de periode mei tot augustus 2003 op 80 euro/MWh.

Eerst en vooral is de markt voor GSC een jonge markt, waar de vraag naar GSC, van overheidswege opgelegd, het aanbod overstijgt. Voor het beperkte aanbod groenestroomcertificaten kunnen vele redenen worden aangehaald: investeringen worden uitgesteld vanwege de slechte economische situatie, de traagheid van de aflevering van de nodige bouw- en milieuvergunningen, de lange en onzekere vergunningsprocedures schrikken investeerders af, enzovoort. Dat onderaanbod van GSC drijft de prijzen de hoogte in, soms tot boven het bedrag van de boete in het geval van niet-naleving van de quota<sup>1</sup>. In deze omstandigheden spant de elektriciteitsleverancier Electrabel dan ook een geding aan tegen de boete die hij moet betalen voor het tekort aan groenestroomcertificaten. De onderneming argumenteert dat ze niet in gebreke kan gesteld worden als het aanbod van GSC op de markt onvoldoende groot is.

Bovendien is de markt voor GSC een speculatieve financiële, want weinig liquide, markt. Voorlopig zijn er maar vier spelers die GSC op de Vlaamse markt aanbieden. Wallonië telt meer spelers, maar dat zijn meestal kleine zelfproducenten die hun groene stroom willen valoriseren op de markt voor GSC. Bovendien zijn GSC vrij verhandelbaar en geldig voor vijf jaar. De eigenaars kunnen dus certificaten aankopen, ze achterhouden en wachten op hogere boetes vooraleer de GSC terug op de markt te brengen.

De huidige markt is een markt met hoge prijzen voor GSC. Die prijs is dus geen weerspiegeling van het verschil tussen de marginale productiekost voor groene stroom en de marktprijs voor elektriciteit.

Tot slot hebben groenestroomproducenten sinds 1 juli 2003 recht op gegarandeerde minimumprijzen voor de GSC. Totdat die minimumprijzen afgeschaft worden, zullen de marktprijzen voor GSC tussen de gegarandeerde minimumprijzen en het bedrag van de boete liggen. Mocht de bestaande regeling gehandhaafd blijven tot 2010, dan ligt de prijs voor een GSC tussen 20 euro (dit is de gegarandeerde minimumprijs voor installaties op basis van biomassa) en 125 euro voor het Vlaams Gewest en 100 euro voor het Waals Gewest.

---

1. In het Waals Gewest bedroeg de gemiddelde marktprijs voor een GSC in de periode van mei tot augustus 2003 80 euro/MWh, dit is hoger dan de boete van 75 euro voor een ontbrekend GSC.

## C. Scenario's 'Terugkeer naar kernenergie'

### 1. Context

Op 31 januari 2003 keurde het Belgische parlement de wet goed houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie<sup>1</sup>. Volgens die wet mag er geen enkele nieuwe kerncentrale worden gebouwd (art. 3) en de bestaande kerncentrales worden gedesactiveerd, 40 jaar na de datum van hun industriële ingebruikname (art. 4). Het tijdsschema voor de ontmanteling van de centrales, die over de periode 2015-2025 loopt, werd in het basisscenario geïntegreerd. Het houdt dus rekening met die nieuwe en belangrijke component van het Belgische energiebeleid. Toch is het interessant erop te wijzen dat de wet voorziet in een terugkeer naar kernenergie voor de elektriciteitsproductie in geval van bedreiging van de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit of in geval van overmacht (art. 9).

België is niet het enige Europese land dat kiest voor een uitstap uit kernenergie. Ook Nederland, Duitsland en Zweden slaan die weg in. Aan de oorsprong van die beslissing liggen vooral de proliferatierisico's, mogelijke kernongevallen en risico's bij het beheer van het kernafval. Daartegenover staat dat sommige landen hun kernproductie willen behouden of zelfs verder ontwikkelen, zoals Frankrijk, Groot-Brittannië en Finland. In de eerste twee landen zijn de modaliteiten rond het behouden en ontwikkelen van kernenergie nog niet definitief gekend en worden nog onderzocht of besproken. Zo onderzoekt British Energy, de uitbater van de kerncentrales in Groot-Brittannië, de mogelijkheid om de levensduur van de bestaande centrales te verlengen. In Finland daarentegen werd in 2002 groen licht gegeven voor de bouw van een vijfde kerncentrale; na een offerte-aanvraag, werd gekozen voor de EPR-technologie (zie infra). In Frankrijk, ten slotte, wordt er momenteel gediscussieerd over de energiewet waarin ook de verdere ontwikkeling van kernenergie zit. De argumenten die deze landen aanhalen om kernenergie te behouden zijn van economische of technologische aard (behoud van de nucleaire knowhow) of hebben met milieu te maken.

De resultaten van het basisscenario tonen aan dat tegen 2020-2030 de invoer van aardgas significant zou toenemen. Bovendien zouden de CO<sub>2</sub>-emissies sterk stijgen door de verandering van de brandstofsamenstelling voor de elektriciteitsproductie. Het is dus interessant om na te gaan in welke mate een terugkeer naar kernenergie zou bijdragen tot een beteugeling van die verwachte ontwikkelingen na 2020.

Indien de overheid op basis van artikel 9 van de wet van 31 januari 2003 zou opteren voor een terugkeer naar kernenergie, dan zou die beslissing verschillende vormen kunnen aannemen naargelang de keuze gebaseerd is op economische, milieu- of veiligheidscriteria<sup>2</sup>.

---

1. Belgisch Staatsblad van 28 februari 2003.

2. Dat laatste criterium speelt in het voordeel van de lagere risico's bij de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie.

Een *eerste optie* zou erin bestaan de levensduur van de kerncentrales die nu in gebruik zijn, te verlengen tot zestig jaar. Die oplossing, die in de Verenigde Staten<sup>1</sup> momenteel wordt toegepast en die in Groot-Brittannië wordt onderzocht, wordt beschouwd als de meest concurrentiële en de meest winstgevende. De marginale kosten voor de elektriciteitsproductie in een bestaande kerncentrale zijn immers zeer laag. Die oplossing steunt vooral op een technische en economische beslissing die afhangt van de toestand van de installaties, de kosten voor de vervanging van componenten, de frequentie en de aard van mogelijke incidenten. Het gevoeligste element van de kerncentrale is de kernreactor. Bij een defect van de reactor zou de centrale definitief moeten sluiten om voor de hand liggende veiligheidsredenen. Voor zover wij weten, is er weinig gekend over het aantal Belgische kerncentrales dat zestig jaar economisch en zonder risico's kan draaien. In Frankrijk<sup>2</sup> wordt geschat dat slechts de helft van de kernreactoren vijftig à zestig jaar kan draaien. Hoewel het milieucriterium niet doorslaggevend is wanneer beslist wordt de levensduur van de bestaande kerncentrales te verlengen, kan die oplossing wel de toename van de CO<sub>2</sub>-emissies afremmen en de energieafhankelijkheid inperken. Ten slotte heeft de verlenging van de levensduur een relatief beperkte impact op de productie en het beheer van het kernafval<sup>3</sup>, omdat het meeste afval afkomstig is van de ontmanteling van de centrales. Het aantal kerncentrales blijft in deze eerste optie ongewijzigd.

Een *tweede optie* combineert de verlenging van de levensduur van de centrales met een vervanging<sup>4</sup> en een uitbreiding van het huidige park. Die optie verenigt de nationale en regionale zorgen over een continue energievoorziening (door de grotere afhankelijkheid van aardgas voor de elektriciteitsproductie) en de naleving van het Kyoto-protocol of eerder wat er daarna gebeurt. In die context dient de tweede optie vooral beschouwd te worden als één van de vele mogelijke antwoorden van het energiebeleid. Gelet op de tijdsspanne van de studie (tot 2030), zouden de vervanging en de uitbreiding van het nucleaire park enkel kunnen worden uitgevoerd met reactoren van de derde generatie (zie kader). Kiezen voor dat traject betekent dus kiezen voor een grotere productie van kernafval. De tweede optie vond ingang in Finland en wordt momenteel in Frankrijk besproken.

Een *derde optie* zou de derde generatie overslaan en onmiddellijk overschakelen op nucleaire systemen van de vierde generatie. Een voordeel van die generatie zou zijn dat ze een antwoord biedt op de meeste sociale en geopolitieke bezwaren inzake kernenergie (zie kader). Vermits die reactoren niet commercieel uitgebaat kunnen worden vóór 2025-2040, zal die optie niet aan bod komen in deze studie.

- 
1. De exploitatievergunningen voor een totale levensduur van zestig jaar werden onlangs aan tientallen Amerikaanse centrales toegekend.
  2. Bron: Framatome (Le Monde, 17 mei 2003).
  3. Vergeleken met de huidige situatie waarin de kerncentrales gedurende veertig jaar kunnen draaien.
  4. Namelijk een vervanging van de bestaande centrales die geen 60 jaar kunnen draaien.

### Kader: Korte omschrijving van de vier generaties nucleaire systemen

- Bij de eerste generatie gaat het om systemen die vóór 1970 in gebruik werden genomen, vaak om de plutoniumproductie voor militaire doeleinden te vergemakkelijken.
- De tweede generatie uit de jaren zeventig werd in het leven geroepen om de energieafhankelijkheid ten opzichte van aardolie te verminderen. Het grootste deel van de momenteel over de ganse aarde verspreide nucleaire systemen behoort tot deze generatie. In sommige landen, zoals Frankrijk, ging die generatie gepaard met een intensief beleid voor de opwerking van splijtstoffen. Het Belgisch nucleaire park bestaat volledig uit reactoren van de tweede generatie.
- De derde generatie waarop werd overgeschakeld na de ongevallen op Three Mile Island (1979) en in Tsjernobyl (1986), beoogt een grotere veiligheid dankzij passieve veiligheidssystemen. Ze bevat geen nieuwe concepten, ze biedt meer bepaald geen oplossing voor het kernafvalprobleem en ze wendt het gevaar voor proliferatie van kernwapens niet af. Het Frans-Duits EPR-project en de AP 1000- en 600-concepten in de Verenigde Staten vallen binnen die categorie. Ze worden ook evolutionaire systemen genoemd.
- Bij de vierde generatie wordt, in tegenstelling tot de vorige generaties, het productiesysteem helemaal opnieuw uitgedacht (reactor – brandstof – verwerkingsprocédés). Bedoeling is economischere systemen te verkrijgen die ook veiliger zijn, minder afval veroorzaken, brandstof optimaler gebruiken en bestand zijn tegen het gevaar voor proliferatie van kernwapens en tegen aanslagen. Verder zouden de reactoren van die generatie over meer toepassingen beschikken dan louter de productie van elektriciteit (productie van waterstof, ontzilting van zeewater). De concepten van de vierde generatie, die ook als revolutionair worden bestempeld, zouden slechts commercieel zijn in de loop van de periode 2025-2040.

Frankrijk heeft nog geen definitieve keuze gemaakt in verband met de verdere ontwikkeling van kernenergie. Uit het nationale energiedebat kwamen twee strategische strekkingen naar voren die min of meer overeenkomen met de laatste twee opties die hierboven werden omschreven. De eerste strekking ziet in de systemen van de derde generatie (de EPR<sup>1</sup> in dit geval) een onontbeerlijke overgangsreactor. Dit type reactor kan rond 2020 in werking worden gesteld of op het ogenblik dat de oudste Franse kerncentrales zouden moeten sluiten. Achter die strekking schuilen ook industriële belangen omdat EPR ontworpen is door de Franse maatschappij Framatome (en het Duitse bedrijf Siemens). Bij de tweede strekking is men eerder geneigd die beslissing minstens voor tien jaar uit te stellen totdat er meer keuzemogelijkheden voor reactortypen zijn. Momenteel worden immers verschillende modellen van de vierde generatie bestudeerd op internationaal niveau. Er wordt enerzijds aangehaald dat de EPR-technologie achterhaald<sup>2</sup> en ontoereikend<sup>3</sup> is en anderzijds dat het elektronucleaire park in Frankrijk oud is, dat er momenteel overcapaciteit is, dat er nog onvoldoende elektriciteit wordt bespaard en dat het potentieel aan hernieuwbare energie nog onvoldoende wordt benut.

---

1. European Pressurised Water Reactor.  
 2. Het EPR-concept werd eind de jaren tachtig ontwikkeld.  
 3. Meer bepaald voor de productie en het beheer van radioactief afval.



## 2. Beschrijving van de scenario's 'Terugkeer naar kernenergie'

Op basis van de voorafgaande beschrijving en rekening houdend met de tijds-spanne van de energievoorzichten, werden er twee scenario's uitgewerkt waarin een analyse wordt gemaakt van de impact van een terugkeer naar kernenergie op het Belgisch energiesysteem en op de uitstoot van pollutanten (vooral CO<sub>2</sub>). Die scenario's zien er als volgt uit:

1. Het scenario '60 jaar': in dit scenario wordt de levensduur van de bestaande centrales verlengd tot zestig jaar en wordt er geen enkele nieuwe kerncentrale bijgebouwd tot in 2030. De totale capaciteit van het elektronucleaire park blijft constant ten opzichte van 2000 omdat men ervan uitgaat dat alle bestaande centrales zestig jaar economisch en zonder risico kunnen draaien. Dat is een sterke hypothese (zie supra) die in feite een maximumgrens stelt voor de impact die een dergelijk scenario kan hebben op het energiesysteem en de CO<sub>2</sub>-emissies.
2. Het scenario '60 jaar + investeringen': zoals in het eerste scenario wordt de levensduur van de actieve centrales verlengd tot zestig jaar, maar deze keer blijft de optie om in nieuwe kerncentrales te investeren vanaf 2020 open. De uitbreiding van het park gebeurt op basis van het feit dat alle kerncentrales in maximaal 60 % van de elektriciteitsbehoeften kunnen voorzien. De nieuwe centrales hebben de technisch-economische kenmerken van de AP 600.

De voorwaarden om de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie nieuw leven in te blazen volgens één van de drie hierboven beschreven opties, hangen niet alleen af van economische criteria (erg lage productiekosten in de bestaande centrales), milieucriteria (kerncentrales stoten geen CO<sub>2</sub> uit) of technologische criteria (minder risico's ten opzichte van de huidige technologie). Gezien de openstelling van de elektriciteitsmarkt in Europa, zullen de werking van de bestaande centrales en de bouw van nieuwe centrales te kampen hebben met financieringsproblemen. Voor de ontwikkeling van kernenergie is er immers een financiering voor specifieke risico's nodig, een financiering die privé-investeerdere niet langer zouden willen garanderen op een elektriciteitsmarkt die openstaat voor concurrentie.

Er zijn drie soorten risico's<sup>1</sup>: marktrisico's, het negatief beeld bij de publieke opinie en de risico's van kosten in de verre toekomst. De marktrisico's hebben te maken met de tegenstrijdigheid van een erg zware kapitaalinvestering en de huidige marktevolutie<sup>2</sup>. Een manier om dat risico te beperken is de nieuwe investeringen in kerncentrales te vrijwaren door leveringscontracten op lange termijn af te sluiten waarbij prijzen en afzet gegarandeerd zijn. Het negatieve beeld bij de publieke opinie zou kunnen leiden tot hogere verzekeringspremies waardoor de concurrentiekracht van het nucleaire bedrijf afneemt. Ten slotte vloeien de risico's van kosten in de verre toekomst voort uit het feit dat men niet weet of er voldoende provisie zal zijn aangelegd om de kosten te dekken voor de opslag van kernafval en de ontmanteling van de kerncentrales. In die context lijkt het aangewezen dat de Staat tussenkomt in de financiering en in de dekking van bepaalde risico's.

1. Bron: Jean-Marie Chevalier, professor aan de Université Paris-Dauphine (La Lettre de Confrontations, februari-maart 2003).
2. In een context van marktliberalisering is de return die investeerders vragen hoog, wat in het nadeel speelt van kernenergie, waarvoor het aandeel niet-recurrente vaste kosten in de totale kosten hoog is.

In het kader van deze studie en meer bepaald bij de uitwerking van de twee scenario's 'terugkeer naar kernenergie', werd er geen rekening gehouden met de financieringsproblematiek van de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie in een vrije markt. In het PRIMES-model zijn de beslissingen van de elektriciteitsproducenten over het type investeringen om aan de elektriciteitsvraag te kunnen voldoen, gebaseerd op een actualiseringsgraad van 8 %. Die graad wordt algemeen aangenomen bij openbare investeringsbeslissingen.

### 3. Resultaten

Met de gebruikte methodologie (zie supra) en de gestelde technisch-economische<sup>1</sup> hypothesen en hypothesen over de internationale brandstofprijzen uit deze studie, wijzen de resultaten van beide scenario's erop dat de verdere ontwikkeling van kernenergie concurrentieel zou zijn voor de basisproductie van elektriciteit in België. In beide scenario's gaan investeringen in kerncentrales ten koste van de investeringen in 'basiseenheden' die werden vooropgesteld in het basisscenario.

#### a. Primaire vraag naar energie en totale emissies van pollutanten

##### *Primaire energievraag*

Zoals verwacht, heeft de terugkeer naar kernenergie vooral een impact op de primaire energievraag vanwege de veranderingen in de structuur van de elektriciteitsproductie. De veranderingen op het niveau van de eindvraag naar energie zijn niet zo groot (zie infra sectie b).

Voor de totale primaire energievraag (tabel 12) stellen we, naargelang het 'nucleaire' scenario, een toename vast ten opzichte van het basisscenario, die varieert van 2 à 3 % in 2020 en van 8 à 13 % in 2030. Die toename is vooral toe te schrijven aan de statistische aanname voor nucleaire warmte (zie voetnoot p. 20). Volgens die aanname kent men aan de elektriciteitsproductie op basis van kernenergie, een lager conversierendement toe dan aan de productie door de nieuwe thermische centrales (gascentrales met gecombineerde cyclus, superkritische steenkoolcentrales enz.). Bij een gelijke vraag naar elektriciteit, zijn de primaire energiebehoeften voor de elektriciteitsproductie dus groter in een kerncentrale dan in de nieuwe gas- en steenkoolcentrales.

Ook de structuur van de primaire energievraag zou veranderen door een omschakeling van brandstof ten nadele van aardgas en vaste brandstoffen. Die veranderingen gebeuren ook hier op het niveau van de elektriciteitsproductie. Ze zullen in de volgende sectie omschreven en besproken worden.

In 2030 zou, naargelang het nucleaire scenario, het bruto binnenlands steenkoolverbruik 36 % tot 73 % lager zijn dan in het basisscenario en respectievelijk nog slechts 10 % en 4 % van de totale primaire energievraag bedragen. Vergelijken met het niveau van 1990 zou de steenkoolvraag met één derde dalen in het scenario '60 jaar' en met drie vierden in het scenario '60 jaar + investeringen'. In hetzelfde jaar (2030) zou ook het verbruik van aardgas afnemen, maar minder fors. Naargelang het nucleaire scenario, zou de afname 12 of 16 % bedragen ten opzichte

---

1. Het gaat over de verschillende soorten centrales voor elektriciteitsproductie (kapitaalkosten, exploitatiekosten, thermisch rendement, beschikbaarheid, enz.).

van het basisscenario. Bijgevolg zou het aardgasverbruik tussen 2000 en 2030 stijgen met respectievelijk slechts 62 % en 55 % tegenover 84 % in het basisscenario. In de nucleaire scenario's zou het aandeel van aardgas in de totale primaire vraag gedurende de projectieperiode nagenoeg stabiel blijven en schommelen tussen 30 en 35 %.

Een rechtstreeks gevolg van de hierboven beschreven ontwikkelingen is dat, in vergelijking met het basisscenario, het Belgisch energiesysteem minder afhankelijk wordt van de energie-invoer. Gedurende de periode 2000-2020 zou het aandeel van de energie-invoer in de totale energievraag stabiel blijven rond 80 %, terwijl het in het basisscenario in 2020 zou stijgen tot 84 %. In 2030 worden de verschillen tussen de scenario's groter aangezien de energie-invoer nog slechts 81 % zou bedragen in het scenario '60 jaar' en 72 % in het scenario '60 jaar + investeringen', tegenover 96 % in het basisscenario.

**TABEL 12 - Primaire energievraag en emissies: nucleaire scenario's t.o.v. basisscenario**  
(verschil in hoeveelheden en %)

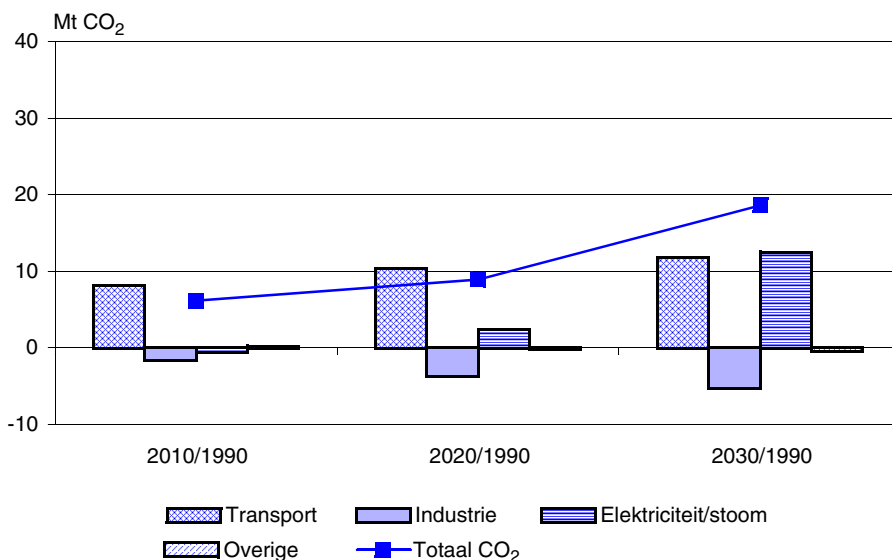
	2020				2030			
	'60 jaar'		'60 jaar+inv.'		'60 jaar'		'60 jaar+inv.'	
Primaire energievraag	ktoe	%	ktoe	%	ktoe	%	ktoe	%
Totaal	1154	2	1683	3	5143	8	8210	13
- Vaste brandstoffen	-29	-1	-66	-2	-3600	-36	-7280	-73
- Olieproducten	-10	0	-8	0	-10	0	-8	0
- Aardgas	-1571	-6	-2072	-9	-3014	-12	-3946	-16
- Kernenergie	2810	31	3876	43	11930	-	19617	-
Totale emissies	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%
- CO <sub>2</sub>	-4	-3	-5	-4	-21	-15	-38	-26
- SO <sub>2</sub>		-1		0		-3		-7
- NO <sub>x</sub>		-1		-2		-7		-14

### *Uitstoot van CO<sub>2</sub>*

De onderlinge substituties tussen de hierboven beschreven brandstoffen hebben een duidelijke impact op de emissies van pollutanten van energetische oorsprong. De grootste impact betreft de uitstoot van koolstofdioxide. Hoe verder in de toekomst, hoe groter de impact. Dat ligt aan de aard en de omvang van de onderlinge substitutie van brandstoffen tussen 2020 en 2030. In 2020 zou kernenergie bijna uitsluitend aardgas vervangen, in 2030 vervangt kernenergie eerder steenkool, die de grootste CO<sub>2</sub> uitstoot per eenheid energie heeft.

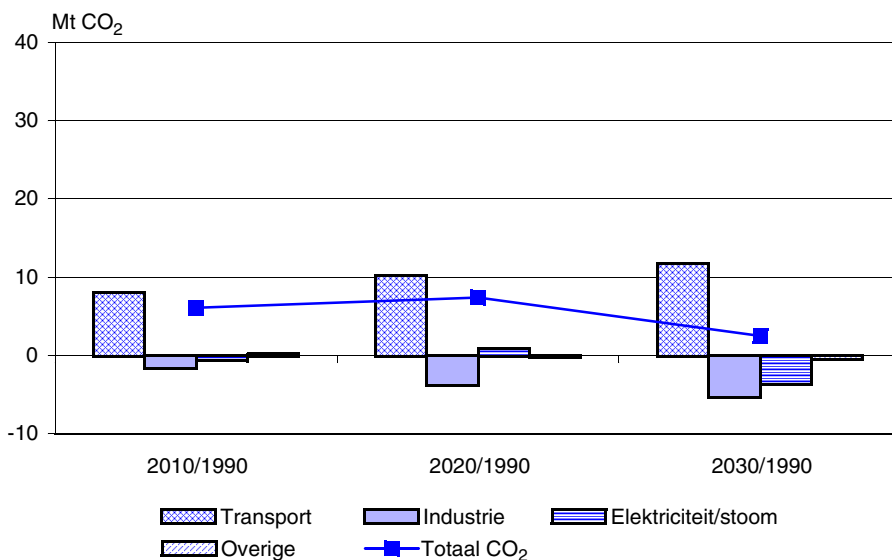
Door de levensduur van de kerncentrales tot 60 jaar (scenario '60 jaar') te verlengen, zou de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot in 2020 afnemen met ongeveer 3 % en in 2030 met 15 % ten opzichte van het basisscenario, waarin de levensduur van de kerncentrales beperkt is tot 40 jaar. Ondanks die grote impact zou de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot van energetische oorsprong in 2030 hoger blijven dan in 1990 (+18 %). De toename van de CO<sub>2</sub>-uitstoot tussen 1990 en 2030 zou in dit scenario vrijwel identiek zijn in de elektriciteitssector en de transportsector (figuur 28).

**FIGUUR 28 - Evolutie van de CO<sub>2</sub>-uitstoot in het nucleaire scenario '60 jaar' ten opzichte van 1990<sup>1</sup>**



In het scenario '60 jaar + investeringen' is de impact op de totale CO<sub>2</sub>-emissies aanzienlijk: in 2030 zouden de emissies met een vierde afnemen ten opzichte van het basisscenario. Die ontwikkeling zou in 2030 leiden tot totale CO<sub>2</sub>-emissies die vergelijkbaar zijn met het niveau van 1990 (+2 %). In 2030 zou enkel de CO<sub>2</sub>-uitstoot in de transportsector toenemen in vergelijking met 1990 en die toename zou nagenoeg worden gecompenseerd door de verwachte daling in de overige sectoren (figuur 29).

**FIGUUR 29 - Evolutie van de CO<sub>2</sub>-uitstoot in het nucleaire scenario '60 jaar + investeringen' ten opzichte van 1990<sup>2</sup>**



1. Te vergelijken met figuur 22 van hoofdstuk II gewijd aan het basisscenario.  
 2. Te vergelijken met figuur 22 van hoofdstuk II gewijd aan het basisscenario.

*Uitstoot van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>*

In de twee nucleaire scenario's zouden de SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies ook afnemen ten opzichte van het basisscenario, maar in mindere mate dan de CO<sub>2</sub>-uitstoot. Die kleinere afname is het gevolg van ontzwavelingsinstallaties tegen rookgassen en denitrificatie-uitrustingen<sup>1</sup> in de nieuwe thermische centrales. Die installaties zijn verplicht volgens de regionale wetgeving en beperken in grote mate de uitstoot van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> in de atmosfeer. Naargelang het scenario en de tijdsspanne zouden de reducties schommelen tussen 1 en 7 % voor SO<sub>2</sub> en 1 en 14 % voor NO<sub>x</sub>.

**b. Elektriciteitsverbruik en –productie**

In 2030 zou de finale elektriciteitsvraag iets groter zijn in de nucleaire scenario's dan in het basisscenario (+2 % en +3 % naargelang het nucleaire scenario). Die stijging die tussen 2 300 en 3 300 GWh zou bedragen, moet worden toegeschreven aan een betere concurrentiepositie van elektriciteit ten opzichte van andere energievormen. Die betere concurrentiepositie ontstaat door een daling van de gemiddelde productiekosten (zie infra). Zij zou in de periode 2020-2030 leiden tot een hoger groeipercentage van het elektriciteitsverbruik dat van 0,8 % per jaar in het basisscenario zou toenemen tot 1 % per jaar in het scenario '60 jaar' en tot 1,1 % in het scenario '60 jaar + investeringen'.

De structuur van de elektriciteitsproductie zou daarentegen wel sterk verschillen van de structuur die in het basisscenario wordt vooropgesteld. Door de nucleaire capaciteit op haar huidige niveau te houden, al dan niet in combinatie met een uitbreiding van die capaciteit, zou in 2020 vooral het aantal STEG-centrales op aardgas krimpen. In 2030 zou zowel het aantal STEG's als het aantal superkritische steenkoolcentrales afnemen. De hoeveelheid elektriciteit die geproduceerd wordt op basis van hernieuwbare energie zou daarentegen bijna ongewijzigd blijven.

In 2020 zou de elektriciteitsproductie in de gascentrales (vooral de STEG-centrales), naargelang het nucleaire scenario, dalen met 10 of 15 TWh<sup>2</sup> ten opzichte van het basisscenario, wat neerkomt op 9 of 14 % van de totale elektriciteitsproductie dat jaar. Die daling zou gecompenseerd worden door een even grote bijkomende productie in de kerncentrales. Het aandeel van aardgas in de elektriciteitsproductie zou dan nog slechts 53 of 49 % bedragen tegenover 63 % in het basisscenario. In termen van geïnstalleerde capaciteit leidt die evolutie tot een daling van de capaciteit van de gascentrales met 14 % (of ongeveer 1 900 MW). Het verbruik van aardgas voor de productie van elektriciteit en stoom zou, naargelang het nucleaire scenario, afnemen met 13 of 17 %.

---

1. Of lage NO<sub>x</sub>-branders.  
2. 1 TWh = 1 000 GWh.

**TABEL 13 - Elektriciteitsproductie: nucleaire scenario's t.o.v. basisscenario (verschil in hoeveelheden en %)**

	2020				2030			
	'60 jaar'		'60 jaar+inv.'		'60 jaar'		'60 jaar+inv.'	
	ktoe	%	ktoe	%	ktoe	%	ktoe	%
Brandstofverbruik								
waarvan								
- Vaste brandstoffen	-26	-26	-63	-62	-3578	-48	-7247	-98
- Olieproducten	-2	-1	0	0	313	0	0	0
- Aardgas	-1554	-13	-2056	-17	-2891	-24	-3756	-31
Elektriciteitsproductie								
waarvan								
- Kerncentrales	10888	31	15031	42	46269	-	75195	-
- Superkritische steenkoolcentrales	-101	-41	-247	-100	-21208	-49	-43059	-99
- Gascentrales (STEG's + gasturbines)	-10393	-15	-14707	-21	-21259	-30	-27373	-39
Geïnstalleerde capaciteit								
waarvan								
- Kerncentrales	1764	41	1853	43	6031	-	9892	-
- Superkritische steenkoolcentrales	-14	-39	-35	-100	-2654	-48	-5437	-98
- Gascentrales (STEG's + gasturbines)	-1922	-14	-1873	-14	-2698	-18	-3037	-57
Emissies van de elektriciteitssector								
CO <sub>2</sub>	-4	-12	-5	-16	-21	-36	-37	-64

Na 2020 zou de productie van elektriciteit op basis van kernenergie niet alleen toenemen ten nadele van aardgas, maar ook ten nadele van steenkool. De relatieve omvang van de impact op die twee technologieën hangt af van hoe aantrekkelijk ze zijn voor de basisproductie van elektriciteit. Als we rekening houden met de hypothesen over de evolutie van de internationale brandstofprijzen, dan wordt, op het einde van de projectieperiode, de basisproductie van elektriciteit in de superkritische steenkoolcentrales competitief ten opzichte van de productie in de gascentrales met gecombineerde cyclus. Daardoor is de impact op de eerste technologie relatief groter dan op de tweede. Het aandeel van steenkool in de elektriciteitsproductie in 2030 zou, zowel in termen van brandstofverbruik, productie als geïnstalleerde capaciteit, met de helft verminderen in het scenario '60 jaar' ten opzichte van het basisscenario en verwaarloosbaar klein worden in het scenario '60 jaar + investeringen'. Het behouden en/of ontwikkelen van een elektriciteitsproductie op basis van kernenergie zou, weliswaar in mindere mate, ook invloed hebben op het gebruik van aardgas. In 2030 zou het aandeel van aardgas in de totale elektriciteitsproductie dalen tot 40 % in het scenario '60 jaar' en tot 30 % in het scenario '60 jaar + investeringen', tegenover 58 % in het basisscenario.

De wijzigingen die de nucleaire scenario's aanbrengen in de structuur van de elektriciteitsproductie ten opzichte van het basisscenario, hebben een grote impact op de CO<sub>2</sub>-emissies door de elektriciteitssector. In 2020 zou de CO<sub>2</sub>-uitstoot van die sector naargelang het nucleaire scenario 12 % of 16 % lager zijn dan in het basisscenario. Het is echter vooral in 2030, wanneer de kerncentrales de plaats innemen van de steenkoolcentrales van het basisscenario, dat de verschillen groot zouden zijn. De afname ten opzichte van het basisscenario zou in het scenario '60 jaar' 36 % en in het scenario '60 jaar + investeringen' 64 % bedragen.

Wanneer we die evoluties bekijken voor de post-Kyoto-periode, dan zou de verlenging van de levensduur van de bestaande kerncentrales tot 60 jaar leiden tot een toename van de CO<sub>2</sub>-emissies van de elektriciteitssector met ongeveer 10 % in 2020 en 60 % in 2030 ten opzichte van het niveau van 1990 (tegenover respectievelijk 28 % en 156 % in het basisscenario). Indien de verlenging van de levensduur van de bestaande kerncentrales echter wordt gecombineerd met een uitbreiding van het nucleaire park tot 60 % van de totale elektriciteitsproductie, zouden de CO<sub>2</sub>-emissies van de elektriciteitssector in 2020 nog wel 4 % hoger zijn, maar in 2030 zouden ze 17 % lager zijn dan in 1990 (zie figuren 28 en 29).

Er moet worden benadrukt dat de verminderingen van de CO<sub>2</sub>-uitstoot door de elektriciteitssector, die in de twee nucleaire scenario's werd geëvalueerd in vergelijking met het basisscenario, maximale waarden zijn voor de impact van een terugkeer naar kernenergie. De hypothesen in de nucleaire scenario's over enerzijds een langere levensduur van het volledige nucleaire park en anderzijds over het feit dat de kerncentrales 60 % van de totale elektriciteitsproductie verzekeren, zijn de maximale grenzen van wat mogelijk is voor kernenergie in ons land.

### **c. Gemiddelde productiekosten van elektriciteit en stoom**

De verlenging van de levensduur van de bestaande centrales tot 60 jaar leidt tot lagere gemiddelde productiekosten voor elektriciteit en stoom in vergelijking met het basisscenario. De verklaring voor die afname (-2 % in 2020 en -9 % in 2030 in vergelijking met het basisscenario) zijn de lagere jaarlijkse kapitaalkosten en brandstofkosten omdat er niet geïnvesteerd moet worden in nieuwe aardgas- en steenkoolcentrales.

De uitbreiding van het nucleaire park in het scenario '60 jaar + investeringen' is het resultaat van lagere marginale kosten op lange termijn voor de kerncentrales in vergelijking met de gas- en steenkoolcentrales<sup>1</sup>. Lagere marginale kosten op lange termijn vormen één van de twee criteria die in het PRIMES-model aan de basis liggen van de investeringsbeslissingen van de elektriciteitsproducenten. Het andere criterium is aan de toekomstige elektriciteitsvraag voldoen. Dit scenario leidt bijgevolg ook tot een afname van de gemiddelde productiekosten voor elektriciteit en stoom in vergelijking met het basisscenario. In 2020 zou de afname ongeveer 2 % bedragen. In 2030 zou de afname groter zijn en 10 % bedragen.

---

1. Voor de basisproductie.

## D. Scenario 'Een nieuw intermodaal evenwicht in het vervoer'

In dit scenario, kortweg het transportsценario genoemd, wordt een evaluatie gemaakt van de impact van een nieuw intermodaal evenwicht<sup>1</sup> om de verzadiging van de wegen te verminderen. Het gaat om de impact op het energiesysteem en op het milieu. Het scenario is gebaseerd op voorstellen van de Belgische regering en op een reeks van maatregelen die de Europese Commissie heeft opgenomen in haar witboek *Het Europese vervoersbeleid tot 2010: tijd om te kiezen*.

Voor het personenvervoer wil de Belgische regering de bezettingsgraad van personenwagens verhogen. Mogelijke initiatieven om het carpoolen te bevorderen en zo die doelstelling te halen, zijn de aanleg van carpoolparkings en het stimuleren van bedrijfsvervoerplannen<sup>2</sup>.

De maatregelen uit het witboek zijn voornamelijk gericht op een herverdeling tussen de transportmodi en een betere benutting van het vervoerssysteem. Zij beogen geen vermindering van de transportactiviteit noch van de mobiliteit van personen en goederen. Die doelstellingen zijn, op grond van het subsidiariteitsbeginsel, het domein van de lidstaten en niet van de Europese Unie. De Europese Unie beoogt wel de loskoppeling van de groei van de economische activiteit en de groei van de druk(te) op het vervoerssysteem en het milieu. Om een duurzame ontwikkeling van het vervoer te verzekeren, zou een geïntegreerde benadering gevolgd moeten worden, waarbij een gepast tarifieringsbeleid, de bevordering van alternatieven voor het vervoer over de weg en investeringen in een trans-Europees netwerk (zie optie C van het Witboek) gecombineerd worden. Die maatregelen beogen niet alleen een *modal shift* naar alternatieven voor het vervoer over de weg en de luchtvaart, maar ook een betere bezetting en belading van de voertuigen.

De Europese Commissie becijferde dat die maatregelen het aantal voertuigkilometers en de CO<sub>2</sub>-uitstoot van het personenvervoer in Europa tegen 2010 met respectievelijk 11 % en 13 % zouden kunnen terugdringen ten opzichte van een trendmatige verwachting. Voor het goederenvervoer zou een daling van het aantal voertuigkilometers met 19 % haalbaar zijn en de CO<sub>2</sub>-uitstoot zou met 15 % kunnen dalen.

### 1. Hypothesen van het transportsценario

Het transportsценario gaat uit van dezelfde algemene hypothesen als het basis-scenario. De totale transportactiviteit (voor reizigers en goederen) is dezelfde als in het basisscenario, maar werd in andere verhoudingen over de verschillende vervoermiddelen verdeeld.

De evolutie van de marktaandelen van de verschillende vervoermiddelen tot 2010 is gebaseerd op de cijfers van optie C uit het witboek *Het Europese vervoersbeleid tot 2010: tijd om te kiezen*. Een bijkomende voorwaarde is dat in 2010 het marktaandeel van het spoor in het personenvervoer<sup>3</sup> minstens 7,6 % moet

- 
1. Verschuiving van de vraag naar vervoer: voor het personenvervoer van de personenwagen naar het openbaar vervoer en voor het goederenvervoer van de vrachtwagen naar binnenscheepvaart en spoorwegen.
  2. Bron: Regeerakkoord van 9 juli 2003.
  3. Personenvervoer exclusief luchtvaart.



bedragen. Na 2010 worden de marktaandeelen enkel nog gedreven door de relatieve kosten van de verschillende vervoermiddelen en door de consumptiepatronen van de gebruikers.

Er wordt met de loskoppeling van de groei van de activiteit van de transportsector (uitgedrukt in reizigers- of tonkilometer) en de groei van het verkeer (uitgedrukt in voertuigkilometer) rekening gehouden door een verhoging van de bezetting en belading van de verschillende voertuigen. De voertuigen worden dus efficiënter gebruikt. In het PRIMES-model zijn die laadfactoren, uitgedrukt in aantal reizigers of ton per voertuig, exogeen. In het basisscenario blijven deze gelijk aan de waargenomen waarden in 2000 voor het geheel van de projectieperiode. In het transportscenario werden de historische waarden als volgt verhoogd: +16 % voor passagierstreinen, +13 % voor vrachtwagens, +10 % voor bussen, personenwagens en vliegtuigen en tot slot +9 % voor goederentreinen en binnenschepen voor de periode 2000-2010. Na 2010 worden laadfactoren voor alle vervoermiddelen op dezelfde manier verhoogd: voor de periode 2010-2020 +1,5 % ten opzichte van 2010 en +0,4 % voor de periode 2020-2030 ten opzichte van 2020.

## 2. Resultaten van het transportscenario

### a. Activiteit van het personenvervoer

In het transportscenario zou het intermodale evenwicht voor het personenvervoer verschuiven naar meer stedelijk openbaar vervoer (bus, tram, metro) en meer personenvervoer per spoor. Voor het stedelijk vervoer zouden bus, tram en metro de voorkeur krijgen boven de personenwagen. De verschuiving voor de langere afstanden weerspiegelt een herwaardering van het spoor dat voortaan reizigers zou aantrekken die vroeger voor het vliegtuig kozen.

Het verschil in modale verdeling in het basis- en in het transportscenario is het grootst in 2010, het jaar waarin de doelstellingen moeten worden gehaald. Na 2010 is de groei van de activiteit van de verschillende vervoermiddelen in beide scenario's grosso modo dezelfde. Het spoor is de uitzondering: het aandeel van het spoor blijft in het transportscenario constant over de periode 2010-2030, terwijl dat aandeel licht daalde in het basisscenario. In beide scenario's zijn de volgende tendensen gemeenschappelijk: een groeiend aandeel van de luchtvaart en het aandeel van het wegvervoer dat daardoor moet wijken.

**TABEL 14 - Evolutie van de transportactiviteit over de periode 2000-2030 - aandeel van de verschillende vervoermiddelen (in Gpkm, Gtkm en in % van de totale activiteit)**

	Basisscenario			Transportscenario		Basisscenario		Transportscenario	
	2000	2010	2030	2010	2030	10//00	30//10	10//00	30//10
Personenvervoer (Gpkm)	135,1	145,9	205,9	145,9	205,8	0,8	1,7	0,8	1,7
Totaal	100	100	100	100	100				
- Wegvervoer	89	87	85	87	84	0,6	1,6	0,6	1,6
Openbaar vervoer over de weg	9	9	8	10	9	0,3	1,0	1,5	1,0
Privé-vervoer over de weg	79	79	77	77	76	0,7	1,6	0,5	1,6
- Spoorwegen	6	6	5	7	7	0,1	1,3	2,0	1,3
- Luchtvaart	5	6	10	6	9	3,7	3,9	2,4	3,9
Goederenvervoer (Gtkm)	46,5	57,2	77,1	57,2	77,2	2,1	1,5	2,1	1,5
Totaal	100	100	100	100	100				
- Vrachtwagens	70	72	76	68	72	2,5	1,7	1,9	1,8
- Spoorwegen	16	15	13	18	16	0,9	0,9	3,0	1,0
- Binnenscheepvaart	14	13	11	14	12	1,4	0,8	2,1	0,9

//: gemiddelde jaarlijkse groeivoet van de transportactiviteit (%).

#### Periode 2000-2010

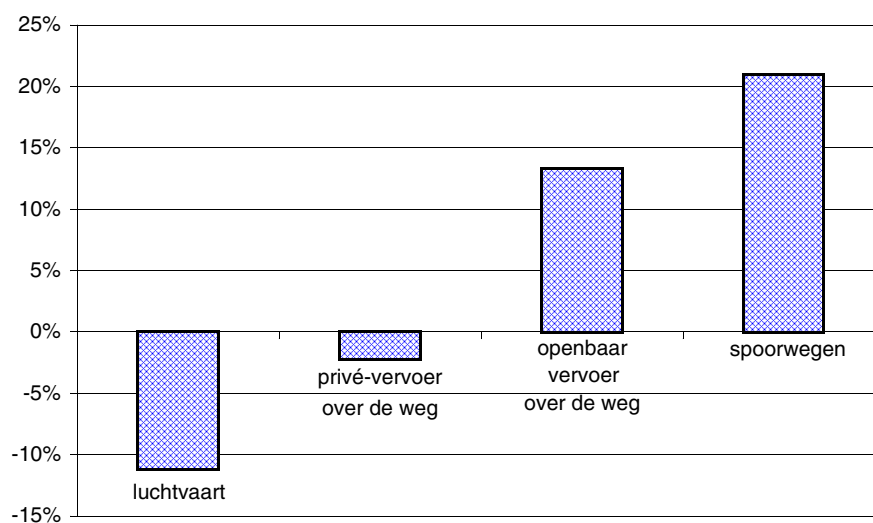
In het transportscenario zou de de jaarlijkse groei van het privé-vervoer over de weg (wagens en motorrijwielen) en van de luchtvaart in de periode 2000-2010 respectievelijk afnemen van 0,7 % naar 0,5 % en van 3,7 % naar 2,4 %. Het aantal reizigerskilometers voor het privé-vervoer over de weg zou afnemen met 2 % en voor het luchttransport met 11 %, ten gunste van het openbaar vervoer over de weg (+13 %) en het spoor (+21 %).

#### Periode 2010-2030

Hoewel na 2010 de groei van de activiteit van de verschillende vervoermiddelen in beide scenario's nagenoeg dezelfde is, is de modale verdeling van het transportscenario verschillend van die van het basisscenario.

Ten opzichte van het basisscenario zou het aandeel van de luchtvaart in 2030 met 9 % kleiner zijn dan in het basisscenario (10 %). Ook het vervoer per personenwagen en motorrijwiel moet één procentpunt marktaandeel prijsgeven. De spoorwegen behouden hun marktaandeel van 7 %; in het basisscenario was dat 5 %. Het aandeel van het openbaar vervoer over de weg ligt met 9 % één procentpunt hoger.

**FIGUUR 30 - Modale verdeling van de activiteit van het personenvervoer in 2010: transportsценario t.o.v. basisscenario (verschil in %)**

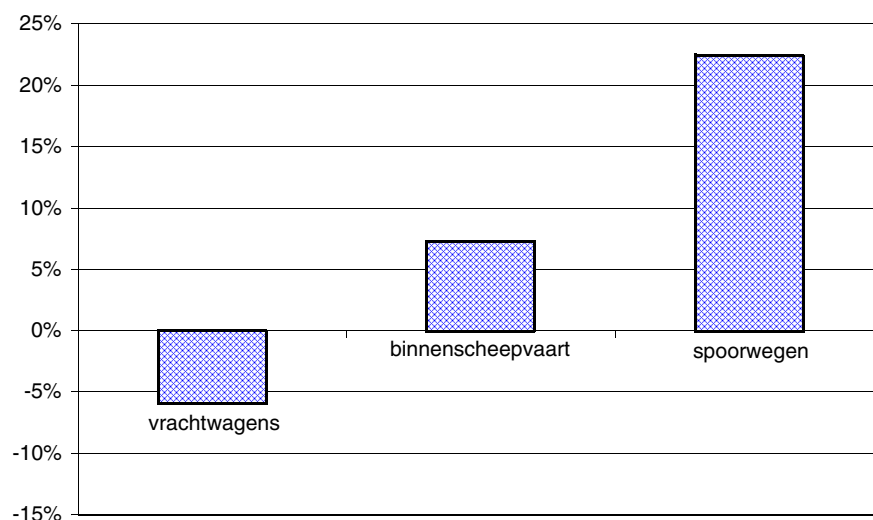


### b. Activiteit van het goederenvervoer

*Periode 2000-2010*

Ook voor het goederenvervoer verschuift het intermodale evenwicht in het transportsценario: er wordt meer vervoerd over het spoor, maar ook over de binnenwateren. De groei van het goederenvervoer over de weg zou in dit scenario kleiner worden dan de economische groei: met een jaarlijkse groei van 1,9 % zou het goederenvervoer over de weg trager groeien dan het bbp (2,2 %), maar de vrachtwagen zou in 2010 het dominante vervoermiddel voor goederen blijven met een marktaandeel van 68 %.

**FIGUUR 31 - Modale verdeling van de activiteit van het goederenvervoer in 2010: transportsценario t.o.v. basisscenario (verschil in %)**



Het spoorvervoer zou een jaarlijkse groei van 3 % kennen en zou in 2010 een marktaandeel krijgen van 18 %, tegenover 15 % in het basisscenario. Ook het aandeel van de binnenscheepvaart zou toenemen ten koste van het wegvervoer, met één procentpunt ten opzichte van het basisscenario. De groei van beide vervoer-

middelen zou ten koste gaan van het goederenvervoer over de weg. In termen van tonkilometers zou het vervoer over de weg afnemen met 6 %. Het spoorvervoer en de binnenscheepvaart zouden hun activiteiten zien stijgen met respectievelijk 23 % en 7 %.

#### Periode 2010-2030

Na 2010 zijn vergelijkbare groeicijfers als in het basisscenario waar te nemen. Over de periode 2010-2030 zou het goederenvervoer over de weg opnieuw aan hetzelfde tempo groeien als het bbp en zou in 2030 zijn aandeel in het vervoer van goederen vergroten. Het aandeel van het goederenvervoer over de weg zou wel lager blijven dan in het basisscenario: 72 % tegenover 76 % in 2030. De groei van het spoor en de binnenscheepvaart zou vertragen ten opzichte van de periode 2000-2010, maar hun aandeel zou nog steeds hoger liggen dan in het basisscenario: respectievelijk 16 % en 12 %, tegenover 13 % en 11 % in het basisscenario.

### c. Eindvraag naar energie

#### Periode 2000-2010

Door de verschuiving naar energiezuinigere<sup>1</sup> vervoermiddelen zou de continue groei van het energieverbruik door de transportsector, zoals vooropgesteld in het basisscenario, ombuigen in een jaarlijkse daling van 0,5 % over de periode 2000-2010. Dat zou resulteren in een energiebesparing van 1500 ktoe tegen 2010. Dat resultaat komt overeen met een afname van het brandstofverbruik met 14 % ten opzichte van het basisscenario.

**TABEL 15 - Eindvraag naar energie voor transport: basisscenario t.o.v. transportsценario (verschil in %)**

	2010	2030
Personenvervoer	-12	-11
- Wegvervoer	-11	-12
Openbaar vervoer over de weg	3	10
Privé-vervoer over de weg	-11	-12
- Spoorwegen	3	18
- Luchtvaart	-17	-11
Goederenvervoer	-16	-8
- Vrachtwagens	-17	-8
- Spoorwegen	13	20
- Binnenscheepvaart	-1	5
Totaal vervoer	-14	-10

Het lagere energieverbruik is het resultaat van drie simultane effecten die elkaar soms gedeeltelijk opheffen: een betere belading - en bezettingsgraad -, een verschuiving naar energiezuinigere vervoermiddelen (in de figuren hieronder het effect 'activiteit') en een vertraagde doorbraak van meer energie-efficiënte technologieën (het effect 'vertraging verbetering energie-efficiëntie').

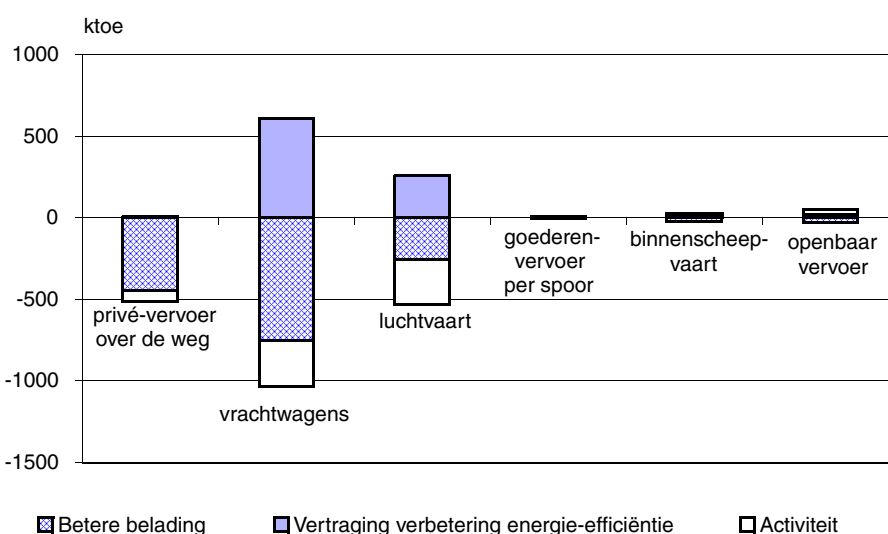
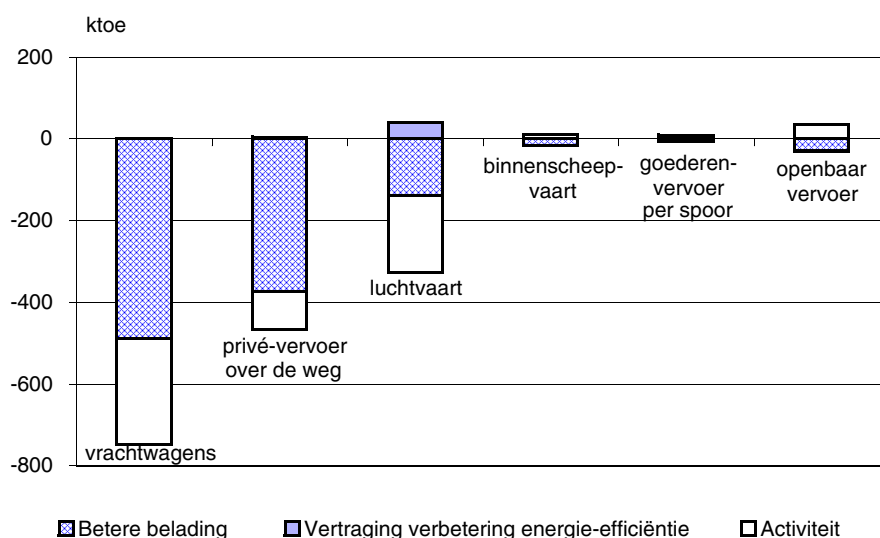
De eerste twee effecten leiden tot een afname van het energieverbruik, terwijl het laatste effect het energieverbruik doet stijgen. Op korte termijn is van dit laatste effect weinig zichtbaar. In 2010 zou dat laatste effect enkel bij de luchtvaart waar

1. Met name de vervoermiddelen die per pkm of tkm minder energie verbruiken.

te nemen zijn. Het uitstel van investeringen in vliegtuigen die tot 40 % energiezuiniger zijn, zou maken dat oudere, meer energieverwendende vliegtuigen langer in de lucht blijven. Dat effect compenseert dus deels de energiebesparing door een lagere activiteit van de sector. Netto zou in 2010 ongeveer 300 ktoe kerosine bespaard worden, een afname van het kerosineverbruik met bijna 17 % ten opzichte van het basisscenario.

Het goederenvervoer per vrachtwagen zou de grootste bijdrage leveren aan de energiebesparing. Dat heeft vooral gevolgen voor het dieselverbruik dat ten opzichte van het basisscenario zou afnemen met iets meer dan 900 ktoe of 14 %. Dat komt ongeveer overeen met twee derden van de vooropgestelde energiebesparing in het transportsценario. De vermindering van het benzineverbruik met 11 % is voornamelijk toe te schrijven aan de personenwagens.

**FIGUUR 32 - Eindvraag naar energie en verklarende factoren in de transportsector: basisscenario t.o.v. transportsценario (verschil in ktoe)**



Voor de andere vervoermiddelen compenseert een betere belading slechts deels het hogere brandstofverbruik door een verhoging van de activiteit. De verschuiving naar meer vervoer per spoor zou resulteren in een iets hoger energieverbruik, voornamelijk van elektriciteit. Het elektriciteitsverbruik van de transportsector zou in 2010 toenemen met ongeveer 50 GWh of 3 % ten opzichte van het basisscenario. De gevolgen voor de elektriciteitsproductie zouden echter beperkt zijn. Het meerverbruik van 50 GWh vertegenwoordigt nog geen duizendste van de totale eindvraag naar elektriciteit in België. De impact op de geïnstalleerde capaciteit is dus zeer klein.

#### Periode 2010-2030

Het effect van een vertraagde doorbraak van energie-efficiëntere technologieën is op lange termijn wel belangrijk en zou na 2010 verantwoordelijk zijn voor de versnelde groei van het energieverbruik door de transportsector: 0,9 % ten opzichte van 0,7 % in het basisscenario over de periode 2010-2030. Desondanks zou de totale energiebesparing dankzij de *modal shift* nog 1200 ktoe zijn of 10 % van het totale energieverbruik van de transportsector in 2030.

Dat effect heeft in 2030 vooral een impact op het goederenvervoer over de weg: de lagere energie-efficiëntie van de gebruikte technologieën zou de energiebesparing in dit segment drukken tot 8 % (in 2010 was dat nog 17 %). Voor het personenvervoer speelt de vertraagde doorbraak van energie-efficiëntere technologieën enkel een rol in de luchtvaartsector. Daar zou de energiebesparing ten opzichte van het basisscenario nog slechts 11 % bedragen. In absolute termen zou de energiebesparing voor de luchtvaart over de hele projectieperiode ongeveer 300 ktoe bedragen.

Ongeacht het scenario zullen vanaf 2010 de nieuwe personenwagens beantwoorden aan de ACEA-normen. Daarenboven is de levensduur van personenwagens korter dan van andere vervoermiddelen. Hierdoor is het privé-vervoer over de weg weinig onderhevig aan de vertraagde doorbraak van energie-efficiëntere technologieën. Het privé-vervoer over de weg zou, ten opzichte van het basisscenario 12 % minder energie verbruiken in 2030: het benzineverbruik zou afnemen met 12 %, het dieselverbruik met 9 %.

De overige vervoermiddelen (met name het openbaar vervoer over de weg, het spoorvervoer en de binnenscheepvaart) zouden ten opzichte van het basisscenario hun globale energieverbruik verhogen met ongeveer 35 ktoe. De hogere activiteit van het vervoer per spoor zou tegen het einde van de projectieperiode resulteren in een toename van het elektriciteitsverbruik met 230 GWh, wat 0,2 % van het totale elektriciteitsverbruik in België in 2030 vertegenwoordigt.

#### d. CO<sub>2</sub>-emissies

Uit de voorgaande analyse blijkt dat de maatregelen die in het transportsценario in rekening gebracht werden, een impact hebben op zowel de elektriciteits- als de transportsector. Enerzijds zou de brandstofbesparing de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de transportsector moeten doen dalen ten opzichte van het basisscenario. Anderzijds gaat het meerverbruik van elektriciteit in de transportsector hand in hand met een verhoogde elektriciteitsproductie, die een verhoogde uitstoot van CO<sub>2</sub> zou kunnen veroorzaken.

**TABEL 16 - CO<sub>2</sub>-emissies: basisscenario t.o.v. transportsценario (verschil in %)**

	2010	2030
Personenvervoer	-12	-12
- Wegvervoer	-11	-12
Openbaar vervoer over de weg	3	10
Privé-vervoer over de weg	-11	-12
- Luchtvaart	-17	-11
Goederenvervoer	-16	-8
- Vrachtwagens	-17	-8
- Binnenscheepvaart	-1	5
Totaal vervoer	-14	-10
Elektriciteitssector	0,1	0,2

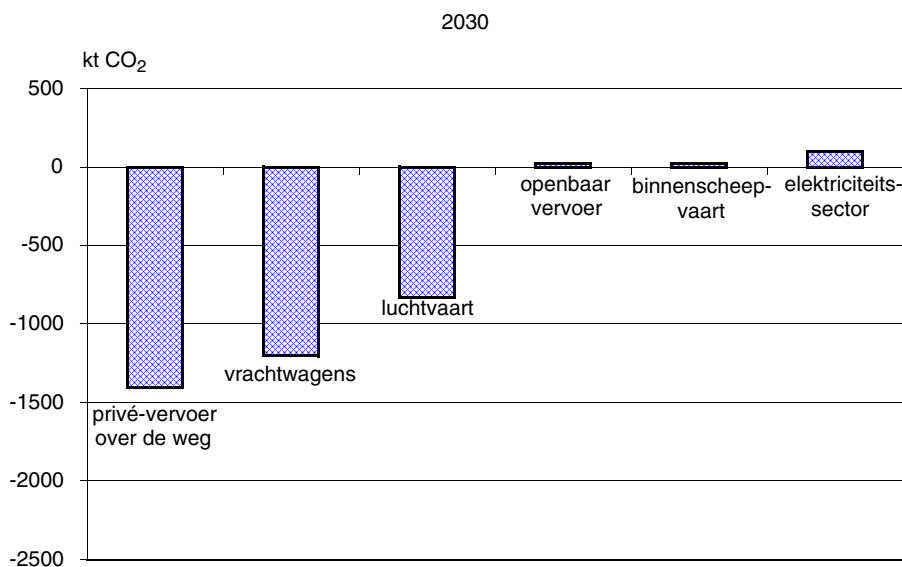
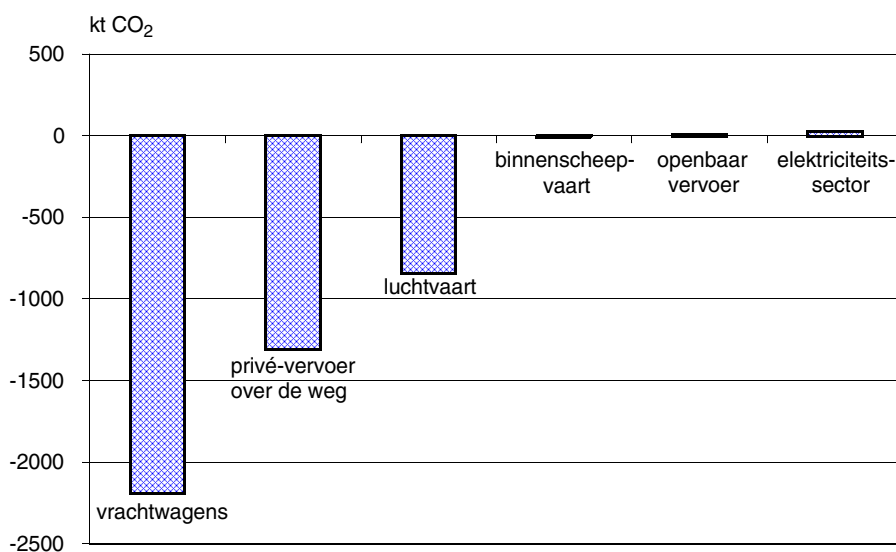
#### Periode 2000-2010

Ten opzichte van het basisscenario zou de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de transportsector in 2010 afnemen met 4,3 Mt of 14 % van de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot van de sector. Bijgevolg zou de continue stijging van de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de sector in het basisscenario worden omgebogen in een daling van 0,8 % per jaar. Men stelt dus vast dat met de *modal shift* en een betere belading en bezetting, de stijging van de CO<sub>2</sub>-emissies van het transport gedurende de periode 2000-2010 een halt zou kunnen worden toegevoerd.

Het wegvervoer (personen + goederen) zou in 2010 de grootste bijdrage tot de afname van de CO<sub>2</sub>-uitstoot leveren (-3,5 Mt), gevolgd door de luchtvaart met 0,8 Mt. Dat komt overeen met een beperking van de CO<sub>2</sub>-uitstoot van respectievelijk 14 % en 17 % ten opzichte van het basisscenario. De impact op de uitstoot door de spoorwegen is verwaarloosbaar, omdat de meeste lijnen in België geëlektrificeerd zijn. De verhoogde activiteit van het spoor zou weliswaar leiden tot een hogere uitstoot door de elektriciteitssector, maar deze stijging zou verwaarloosbaar zijn.

In het kader van het Kyoto-protocol dient de uitstoot van CO<sub>2</sub> van de internationale luchtvaart niet meegerekend te worden. De totale CO<sub>2</sub>-uitstoot waarop het Kyoto-protocol betrekking heeft, zou in het basisscenario 107,4 Mt bedragen, in het transportsценario zou dat 103,7 Mt zijn. Ter vergelijking: in 1990 bedroeg de CO<sub>2</sub>-uitstoot 103,5 Mt. Die cijfers tonen aan dat met de maatregelen in het transportsценario de totale energiegerelateerde uitstoot van CO<sub>2</sub> in 2010 op het niveau van 1990 zou kunnen worden gestabiliseerd, tegenover een stijging van ongeveer 4 % in het basisscenario.

**FIGUUR 33 - CO<sub>2</sub>-emissies: basisscenario t.o.v. transportscenario (verschil in kt)**



*Periode 2010-2030*

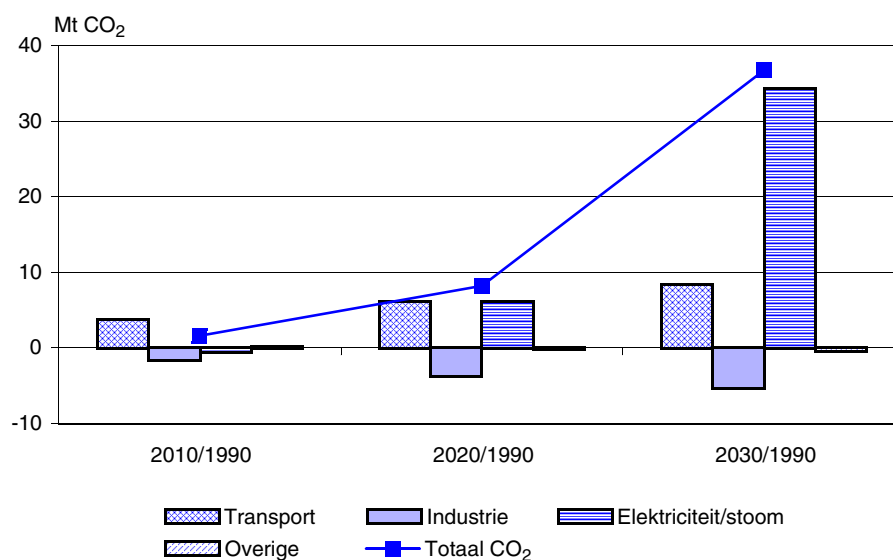
Vanaf 2010 zou de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot terug aangroeien door een combinatie van een stijgende vervoersactiviteit en, zij het in mindere mate, veranderingen in de structuur van de elektriciteitsproductie. De CO<sub>2</sub>-uitstoot van de transportsector zou onder het vooropgestelde niveau van het basisscenario blijven (luchtvaart inbegrepen: -3,4 Mt of -10 %, zonder luchtvaart: -2,7 Mt). De verhoogde activiteit van de spoorwegen zou nauwelijks leiden tot een toename van de elektriciteitsproductie en de daaraan gekoppelde CO<sub>2</sub>-uitstoot. Ten opzichte van 1990 zou de totale energiegerelateerde CO<sub>2</sub>-uitstoot (exclusief luchtvaart) in het transportscenario met 32 % stijgen, ten opzichte van 35 % in het basisscenario.



### e. SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>-emissies

De maatregelen geïntegreerd in het transportscenario zouden ook een positieve impact hebben op de uitstoot van zwaveldioxide (SO<sub>2</sub>) en stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>), verantwoordelijk voor zure regen. In 2010 zouden de emissies van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> afkomstig van de transportsector 8 % lager liggen dan in het basisscenario. Vermits de transportsector de belangrijkste bron is van NO<sub>x</sub>-uitstoot (dat is niet het geval voor de SO<sub>2</sub>-uitstoot), is de impact op de totale uitstoot ook significant. De totale NO<sub>x</sub>-uitstoot zou in 2010 met 5 % en in 2030 met 3 % afnemen ten opzichte van het basisscenario.

**FIGUUR 34 - Evolutie van de CO<sub>2</sub>-uitstoot in het transportscenario ten opzichte van van 1990<sup>1</sup>**



1. Te vergelijken met figuur 22 uit het hoofdstuk II over het basisscenario.





## Bibliografie

ACEA/KAMA/JAMA-akkoorden tussen de Europese Commissie en de autoconstructeurs, 1999 en 2000;

[http://www.europa.eu.int/comm/environment/co2/co2\\_agreements.htm](http://www.europa.eu.int/comm/environment/co2/co2_agreements.htm)

AMPERE-commissie, Rapport van de Commissie voor de Analyse van de Productiemiddelen van Elektriciteit en de Reoriëntatie van de Energievectoren, november 2000, rapporten beschikbaar op de website:

<http://www.mineco.fgov.be/energy>

Belgisch Staatsblad, Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, 28 februari 2003.

Belgisch Staatsblad, Decreet houdende bepalingen tot begeleiding van de begroting 2003 (Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap), 31 december 2002.

Belgische Regering, Regeerakkoord van 9 juli 2003.

BFE, Beroepsfederatie van de producenten en verdelers van elektriciteit in België, Statistische jaarboeken 2000, 2001, 2002.

BFE, Beroepsfederatie van de producenten en verdelers van elektriciteit in België, Electriciteit 2003.

CREG, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, Het indicatief programma van de productiemiddelen voor elektriciteit 2002-2011, december 2002.

CREG, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, Het indicatief plan 2001 van bevoorrading in aardgas, oktober 2001.

CWApE, Commission wallonne pour l'énergie, beschrijving van het mechanisme van groenestroomcertificaten in het Waalse Gewest, beschikbaar op de website: <http://www.cwape.be>

Distrigaz, Jaarverslagen 2000, 2001, 2002.

Electrabel, Jaarverslagen 2000, 2001, 2002.

Europese Commissie, Directoraat-Generaal TREN, European Energy and Transport - Trends to 2030, januari 2003.

Europese Commissie, Directoraat-Generaal RESEARCH, World Energy, Technology and Climate Policy Outlook, 2003.

Europese Commissie, Gewijzigd voorstel voor een richtlijn inzake de bevordering van warmtekrachtkoppeling op basis van de vraag naar nuttige warmte binnen de interne energiemarkt, COM(2003) 416 def.

Europese Commissie, Groenboek "Op weg naar een Europese strategie voor een continue energievoorziening", 2001.

Europese Commissie, Witboek "Het Europese vervoersbeleid tot het jaar 2010: tijd om te kiezen", COM(2001) 0370.

Europese Commissie, Witboek "Energie voor de toekomst: duurzame energiebronnen", COM(97) 599 def.

Eurostat, Energiebalansen, jaren 1990 tot 2000.

Federaal Planbureau, Economische vooruitzichten 2003-2008, april 2003.

Federaal Planbureau, Een stap naar duurzame ontwikkeling? Federaal rapport inzake duurzame ontwikkeling, 2002.

Federaal Planbureau, Energievooruitzichten 2000-2020 - Verkennende scenario's voor België, Christophe Courcelle, Dominique Gusbin, Planning Paper 88, januari 2001.

Federale diensten voor het Leefmilieu, Inventarissen van broeikasgasemissies in België,  
[http://www.environment.fgov.be/Root/tasks/atmosphere/klim/pub/nat-com/set\\_nl.htm](http://www.environment.fgov.be/Root/tasks/atmosphere/klim/pub/nat-com/set_nl.htm)

Federale Overheidsdienst Economie, KMO, Middenstand en Energie, Bestuur Energie, Energiestatistieken 2000, 2001, 2002.

FIGAS, Verbond der Gasnijverheid, Historisch overzicht van de graaddagen, beschikbaar op de website: <http://www.gasinfo.be/DJHISTOGD.xls>

FIGAS, Verbond der Gasnijverheid, Statistische jaarboeken 2000, 2001, 2002.

KBVE, Koninklijke Belgische Vereniging der Elektrotechnici, Kernenergie en duurzame ontwikkeling (economie, energie, milieu): zijn ze onverenigbaar?, Studiedag van 29 april 2003.

Menanteau Ph., Lamy M-L., Finon D., Les certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables: entre efficacité allocative et efficience dynamique, Institut d'économie et de politique de l'énergie, Université Pierre Mendès France (Grenoble), Cahier de recherche n°29, juni 2002.

Ministère des transports, de la mobilité et de l'énergie de la Région wallonne et Direction générale des technologies, de la recherche et de l'énergie, Projet de Plan pour la maîtrise durable de l'énergie - à l'horizon 2010 en Wallonie, maart 2002.

National Technical University of Athens, The PRIMES energy system model: reference manual (European Commission, JOULE III programme).

NIS, Bevolkingsvooruitzichten 2000-2050, december 2001.

Publicatieblad van de Europese Unie, Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad (PB Nr. L 275/32 van 2 oktober 2003).

Publicatieblad van de Europese Unie, Richtlijn 2003/30/EG van het Europees Parlement en de Raad van 8 mei 2003 ter bevordering van het gebruik van bio-brandstoffen of andere hernieuwbare brandstoffen in het vervoer (PB Nr. L 123/42 van 17 mei 2003).

Publicatieblad van de Europese Gemeenschappen, Richtlijn 2001/77/EG van het Europees Parlement en de Raad van 27 september 2001 betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt (PB Nr. L 283/33 van 27 oktober).

Regering van het Waals Gewest, Plan pour la maîtrise durable de l'énergie - à l'horizon 2010 en Wallonie, december 2003.

Regering van het Vlaams Gewest, Vlaams klimaatbeleidsplan 2002-2005, februari 2003.

VREG, Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, beschrijving van het mechanisme van groenestroomcertificaten in Vlaanderen, beschikbaar op de website: <http://www.vreg.be>





## Bijlage 1: Korte beschrijving van het PRIMES-model

Het PRIMES-model<sup>1</sup> werd ontwikkeld in het kader van onderzoeksprojecten die door het Joule-programma van de Europese Commissie gefinancierd werden. Het ontwerp werd beïnvloed door de energiemodellen van de vorige generatie (EFOM, MIDAS, MEDEE). Het PRIMES-model werd ontworpen voor het maken van energieprognoses, het opstellen van scenario's en het analyseren van de impact van beleidsmaatregelen rond energie. Het gaat om een gedeeltelijk evenwichtsmodel omdat alleen rekening wordt gehouden met het energiesysteem en niet met de rest van de economie. Met het PRIMES-model kan de ontwikkeling van het aanbod, de vraag, de prijzen en uitstoot van vervuilende stoffen van de verschillende energiedragers gesimuleerd worden, gelet op het feit dat de internationale energieprijzen en macro-economische variabelen (bbp, beschikbaar inkomen, inflatie, rentevoet, enz.) exogeen ingevoerd worden. In het PRIMES-model kunnen de wijzigingen in het energieaanbod en de prijzen en de beperkingen voor de uitstoot van vervuilende stoffen op hun beurt de economische sfeer niet beïnvloeden. PRIMES is een marktmodel waarin gelijktijdig een evenwicht tussen het aanbod en de vraag gesimuleerd wordt zowel op Europees vlak als voor de 15 landen afzonderlijk. Het evenwicht wordt bereikt wanneer de prijzen zorgen voor een adequatie van vraag en aanbod voor de verschillende energievormen. De convergentie naar een evenwicht gebeurt iteratief. Op basis van een schatting van de prijzen van de verschillende energievormen geeft PRIMES een eerste raming van de vraag. Die eerste raming van de vraag bepaalt de vereiste capaciteit en het peil van de verschillende energievormen. De keuze van de productietechnologie wordt nadien endogeen bepaald op basis van de minimalisering van de productiekosten. PRIMES berekent de productiekosten, die, verhoogd met de taksen, leiden tot een eerste raming van de consumptieprijzen. De prijzen worden dan vergeleken met die van de vorige iteratie en wanneer zij dicht genoeg bij elkaar liggen, stopt het convergentieproces. Zo niet, wordt er een nieuwe raming van de vraag gemaakt en gaat het terugkoppelingsproces door.

De vraag bestaat uit een reeks niet-lineaire vergelijkingen. De modelvorming van de eindvraag naar energie is van het bottom-up-type (engineering approach), maar omvat een minimalisering van de kosten van de vragers naar energie. De sectorale opsplitsing van het model is zeer fijn en er wordt rekening gehouden met 24 verschillende soorten energie. Voor de industrie is het model in 9 activiteitstakken gedesaggregeerd. In elke bedrijfstak worden verschillende subsectoren beschouwd (ongeveer 30 subsectoren in totaal, met inbegrip van recyclage) en op het niveau van de subsectoren worden naargelang het productieproces verschillende soorten energiegebruik onderscheiden (hoogovens, elektrische ovens, elektrolyse, enz.). Voor de residentiële sector worden vijf verschillende categorieën van onroerende goederen onderscheiden naarge-

1. Zie ook National Technical University of Athens, The PRIMES Energy System Model: Reference Manual, European Commission Joule-III Programme. Dat document geeft een zeer gedetailleerde beschrijving van het PRIMES-model.

lang de gebruikte verwarmingsinstallatie (centrale verwarming, gedeeltelijke verwarming, elektrische verwarming, stadsverwarming, afzonderlijke gasverwarming). Naast de verwarming worden nog drie andere soorten huishoudelijk gebruik beschouwd: warm water, koken, specifiek elektriciteitsgebruik. De vraag van de gezinnen hangt van verscheidene variabelen af waaronder het beschikbaar gezinsinkomen, het aantal graaddagen, het type verwarmingsinstallatie, de parameters die de staat van de technologie en de kenmerken van de woningisolatie weergeven. Binnen de tertiaire sector wordt er een onderscheid gemaakt tussen de verhandelbare sector<sup>1</sup>, de niet-marktsector en de handelsdiensten. Naargelang de gebruikte technologie worden verschillende soorten energieverbruik beschouwd. Het energieverbruik van de landbouw wordt in het model ook afzonderlijk behandeld. PRIMES maakt een onderscheid tussen het personen- en goederenvervoer. Er worden vier vervoermiddelen bestudeerd (lucht-, spoor-, weg- en scheepsvervoer). Voor het reizigersvervoer over de weg wordt er een onderscheid gemaakt tussen het openbaar (bus) en het privé-vervoer (wagens, motoren). Voor wagens, vrachtwagens en bussen worden er in het model 6 tot 10 verschillende technologieën beschouwd. Voor het spoor-, lucht- en scheepsvervoer wordt er met een kleiner aantal technologieën rekening gehouden. Het totale vervoersvolume wordt bepaald door de groei van het inkomen en van het bbp. De verdeling over de verschillende vervoermiddelen hangt af van hun relatieve prijzen, die op hun beurt beïnvloed worden door de technologie van de nieuwe investeringen en van het bestaande park.

Het energieaanbod in PRIMES bestaat hoofdzakelijk uit drie modules voor de elektriciteits- en stoomproductie, de olieraffinage en de overige energievormen. Om tegemoet te komen aan de lastencurves van de vraag bepaalt de module voor de elektriciteits- en stoomproductie de keuze van de productieprocedures, de uitbreiding en de buitengebruikstelling van de nodige productiemiddelen en de keuze van de brandstof. Het model houdt rekening met een groot aantal technologieën voor de elektriciteitsproductie (door de verschillende technologieën, brandstoffen, omvang en statuten te combineren is een keuze uit meer dan 900 soorten centrales mogelijk). Er wordt bijzondere aandacht besteed aan de warmtekrachtkoppeling, de hernieuwbare energie en de nieuwe energievormen. De raffinaderijen werken op nationaal niveau, maar de capaciteit, de marktaandeelen en de prijzen worden bepaald door de concurrentie op Europees vlak. Voor de primaire energie bepaalt het model het optimale aandeel van de invoer en van de binnenlandse productie om aan de vraag te kunnen voldoen. Het model beschouwt de wereldmarkt van aardolie als exogeen.

Centraal in het model verzekert een tarifieringsmodule het evenwicht tussen vraag en aanbod. Die module berekent het inkomen dat de sector nodig heeft (op basis van de totale kosten en andere boekhoudkundige kosten) en kent de lasten toe aan de verbruikers volgens het "Ramsey pricing"-tarifieringsprincipe.<sup>2</sup> Dan wordt de verbruiksprijs afgeleid door de distributie- en vervoerskosten, de marges en de taksen bijeen te tellen.

- 
1. Overeenkomstig de nomenclatuur van Eurostat worden de transportdiensten niet opgenomen in de rubriek 'diensten' maar in een rubriek 'vervoer' die het energieverbruik van alle vervoersstromen en van alle economische actoren omvat.
  2. Bij hoge vaste kosten (bijvoorbeeld in het geval van een elektriciteitsproducent, die ook belast is met het beheer en de exploitatie van het elektriciteitsnet) kan een onderneming met een tarifiering van de marginale kosten haar activiteiten niet financieren. De tarifiering van het Ramsey-type bepleit dat het tekort gefinancierd wordt door een tarief dat hoger is dan de marginale kosten. Algemeen gesteld, zegt de Ramsey-regel dat het verschil tussen de prijs van een goed en de marginale kosten des te hoger moet zijn naarmate de elasticiteit van de vraag naar dit goed kleiner is.





## Bijlage 2: Energiebalans van het basisscenario

**TABEL - Energiebalans - Basisscenario (in miljoen toe)**

	1990	2000	2010	2020	2030
Primaire productie	12450	13346	13461	10978	2245
- Vaste brandstoffen	1085	191	0	0	0
- Aardolie en aardolieproducten	0	0	0	0	0
- Aardgas	10	2	0	0	0
- Kernenergie	10707	12422	11930	9120	0
- Hernieuwbare energiebronnen	649	731	1531	1858	2245
Waterkracht	23	39	41	41	41
Biomassa	475	506	1095	1347	1566
Afval	149	181	339	392	350
Overige	2	4	56	79	288
Netto-invoer	38857	48544	53584	58119	65762
- Vaste brandstoffen	9492	7566	4178	3134	9958
- Aardolie en aardolieproducten	21468	27328	28978	30229	30769
Ruwe aardolie en feedstocks	26116	32644	30543	32081	33331
Olieproducten	-4648	-5316	-1565	-1851	-2562
- Aardgas	8217	13278	20037	24363	24641
- Elektriciteit	-320	372	391	393	394
Bruto binnenlands verbruik	47179	57040	61257	62862	61290
- Vaste brandstoffen	10244	8200	4178	3134	9958
- Aardolie en aardolieproducten	17730	21947	23191	23995	24052
- Aardgas	8169	13369	20037	24363	24641
- Kernenergie	10707	12422	11930	9120	0
- Elektriciteit	-320	372	391	393	394
- Hernieuwbare energiebronnen	649	731	1531	1858	2245
Transformatie-inputs voor de elektriciteits- en stoomproductie	6905	7746	9023	12376	19409
<i>met inbegrip van de inputs voor de stoomproductie in wkk-installaties voor niet-handelsdoeleinden en die gebruikt wordt op de industriële site (in de energiebalansen van EUROSTAT toegewezen aan de eindvraag)</i>					
- Vaste brandstoffen	3907	3039	549	102	7419
- Aardolie en aardolieproducten	535	249	63	12	11
- Aardgas	1448	3314	7220	11105	10959
- Afgeleide gassen	664	647	463	355	247
- Biomassa	232	328	414	441	461
- Afval	119	169	315	360	311

	1990	2000	2010	2020	2030
Transformatie-inputs voor	35145	40713	37690	39138	39782
de overige transformatie-industrieën					
- Raffinaderijen	29036	37071	34492	36162	36975
- Verwarmingscentrales	0	30	0	0	0
- Productie van nieuwe brandstoffen	0	0	487	735	960
- Cokesovens, fabricage van agglomeraten en briketten	5014	2674	1953	1656	1418
- Hoogovens	1095	939	758	585	428
Verbruik van de energiesector	2310	2370	2188	2274	2356
Beschikbaar voor het eindverbruik	33980	42632	46512	48793	49966
Niet-energetische eindvraag	2739	5724	7196	7794	7709
Eindvraag naar energie	31241	36908	39315	40999	42256
<i>met inbegrip van de inputs voor de stoomproductie in WKK-installaties voor niet-handelsdoeleinden en die gebruikt wordt op de industriële site (in de energiebalansen van EUROSTAT toegewezen aan de eindvraag)</i>					
per brandstof					
- Vaste brandstoffen	3755	3365	2479	2072	1713
- Olieproducten	14540	16116	15830	16325	16546
- Aardgas	6277	9276	11648	11964	12457
- Afgeleide gassen	843	564	458	433	443
- Stoom	566	726	915	1123	1213
- Elektriciteit	4986	6667	7743	8810	9564
- Nieuwe brandstoffen	0	0	8	24	41
- Biomassa	243	180	203	196	188
- Afval	30	12	19	19	19
- Overige hernieuwbare energie	2	2	15	34	73
per sector					
Industrie	11830	13621	14637	14683	14324
- Ijzer- en staalindustrie	4730	4892	4014	3419	2837
- Non-ferrometalen	350	463	591	661	676
- Chemische industrie	2625	3197	4248	4355	4241
- Niet-metaalhoudende mineralen	1199	1138	1110	1073	994
- Voeding, drank, tabak	696	716	840	916	944
- Textiel, leer, kleding	268	251	258	247	232
- Papier, drukwerk	361	394	431	450	448
- Metaalverwerking	527	470	580	658	721
- Overige	1113	2105	2564	2904	3229
Transport	7704	9662	10692	11622	12282
- Spoorwegvervoer	177	183	173	127	117
- Wegvervoer	6442	7819	8679	9365	9557
- Luchtvaart	955	1524	1684	1962	2438
- Binnenscheepvaart	129	136	155	167	170
Tertiaire sector	3369	4156	4431	5068	6233
- waarvan landbouw	485	656	653	656	651
Residentiële sector	8338	9469	9556	9626	9417



## Bijlage 3: Productiekosten voor elektriciteit

Deze bijlage geeft de evolutie weer van de productiekosten van de verschillende soorten elektrische centrales over de periode 2000-2030. Aan de hand van die evolutie kan de concurrentiekracht van de verschillende productieprocedures vergeleken worden op verschillende momenten van de projectieperiode, naargelang hun jaarlijkse gebruiksduur.

De productiekosten worden berekend op basis van een aantal hypothesen, in het bijzonder over de technisch-economische kenmerken van de uitrustingen<sup>1</sup> (exploitatie- en investeringskosten, thermisch rendement, levensduur enz.), de internationale brandstofprijzen<sup>2</sup> en de actualiseringsgraad. Voor deze laatste hypothese werd een actualiseringsgraad van 8 % gebruikt om de kapitaaluitgaven te annualiseren. Hierdoor geven de berekende productiekosten een relevant beeld om openbare investeringsbeslissingen te evalueren. Ze kunnen echter sterk afwijken van de cijfers die een privé-investeerder in overweging zou nemen. Zo zouden lange terugverdientijden bij investeringen in centrales die veel kapitaal opslorpen, sterk wegen op de beslissingen om te investeren.

De productiekosten die hieronder worden voorgesteld zijn jaarlijkse kosten. Voor een bepaalde gebruiksduur wordt de productiekost verkregen door de annuïteiten voor kapitaaluitgaven, de vaste exploitatiekosten, de variabele exploitatiekosten zonder brandstoffen en de brandstofkosten op te tellen. Het gaat hier om de *technische* productiekosten; de milieu- en gezondheidskosten van de verschillende productietechnologieën worden dus niet in rekening gebracht. Om hieraan tegemoet te komen, werd voor de werking in basislast de impact van enerzijds een milieu- en gezondheidskost en anderzijds een CO<sub>2</sub>-taks op de concurrentiepositie van de verschillende technologieën geëvalueerd.

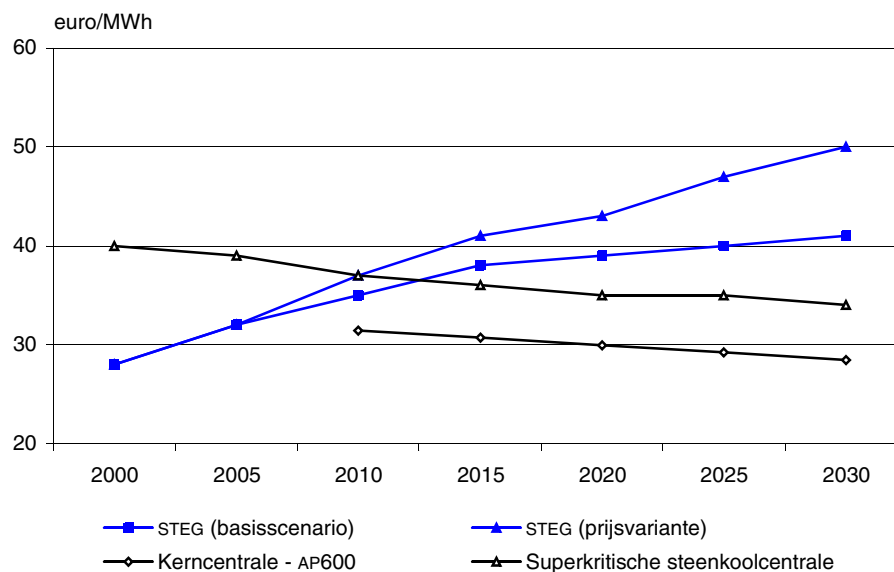
---

1. Bron: PRIMES-model.  
2. Zie hoofdstuk I.

## a. Werking in basislast

De onderstaande grafiek geeft de evolutie weer van de productiekosten van een gascentrale met gecombineerde cyclus (STEG-centrale) in het basisscenario en in de variante voor de energieprijzen<sup>1</sup> voor een effectieve gebruiksduur van 8 000 uren. Ze bevat ook de evolutie van de productiekosten voor een superkritische steenkoolcentrale en van een kerncentrale van het type AP-600.<sup>2</sup>

**FIGUUR A1 - Productiekosten in basislast**  
(milieu- en gezondheidskosten niet inbegrepen)

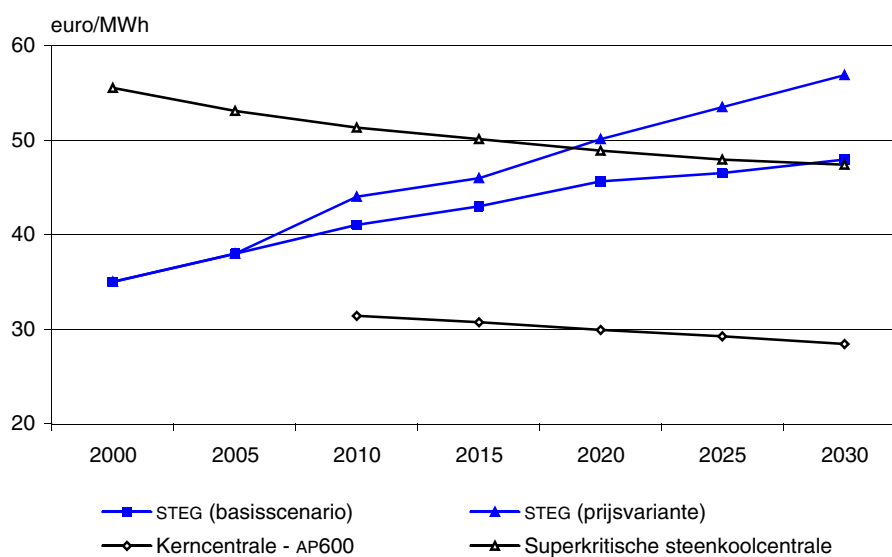


Met de hypothesen van het basisscenario (namelijk de uitstap uit kernenergie en de brandstofprijzen), stellen we vast dat tot 2015 de centrales met gecombineerde cyclus een betere concurrentiepositie hebben dan de superkritische steenkoolcentrales als ze een volledig jaar in gebruik zijn. Zoals de figuur weergeeft, hangt de concurrentiekracht van de STEG-centrales echter sterk af van de evolutie van de aardgasprijs ten opzichte van de steenkoolprijs. Aardgasprijzen die hoger zijn dan in het basisscenario zouden immers tot gevolg hebben dat de concurrentiekracht van STEG's achteruitgaat vanaf 2010.

Door de CO<sub>2</sub>-taks in te rekenen, stijgt de totale kost van één MWh zowel voor de aardgas- als de steenkooltechnologieën. Wel daalt de concurrentiekracht van de steenkoolcentrales ten opzichte van de STEG-centrales. Met een taks van 20 euro/tCO<sub>2</sub> over de projectieperiode (figuur A2), zouden STEG-centrales in het basisscenario tot het eind van de projectieperiode concurrentieel blijven. In de variante met hogere aardgasprijzen zou dat nog tot 2020 zijn.

1. Hier zijn de aardgasprijzen hoger dan in het basisscenario.  
2. Zie scenario's 'Terugkeer naar kernenergie'.

**FIGUUR A2 - Evolutie van de productiekosten voor de werking in basislast, rekeninghoudend met een taks van 20 euro/t CO<sub>2</sub>**



Worden daarenboven de milieu- en gezondheidskosten<sup>1</sup> meegerekend, dan stijgen de productiekosten voor de gas- en steenkoolcentrales nog eens met ongeveer 3 euro per MWh (te vergelijken met de impact van een taks van 20 euro/t CO<sub>2</sub>). De onderlinge concurrentiepositie van de beide technologieën zoals geïllustreerd in figuur A2, zou echter niet meer veranderen.

Indien nieuwe investeringen in kernenergie mogelijk worden (zie nucleair scenario '60 jaar + inv'), worden met een actualiseringsgraad van 8 % kerncentrales als basiseenheden echter concurrentiëler in vergelijking met de overige productiemiddelen. Deze concurrentiepositie wordt nog verstevigd indien de externe kosten of een taks op de uitstoot van CO<sub>2</sub> meegerekend worden in de kostprijs van de MWh.

1. Bron: Rapport van de AMPERE-commissie, 2000.

## b. Werking in semi-basislast

Gezien het belang van de investeringen, moeten kerncentrales het ganze jaar draaien om hun concurrentiekracht te kunnen behouden. Die concurrentiekracht vermindert ten voordele van STEG-centrales als de werkingsduur afneemt en de hypothesen over brandstofprijzen uit het basisscenario worden toegepast. Zoals onderstaande figuur aantoont, is aardgas ook concurrentiëler dan steenkool als de centrale jaarlijks gemiddeld minder dan 5 000 uren werkt.

**FIGUUR A3 - Productiekosten in semi-basislast (4 400 draaiuren per jaar)**

