



Energy research Centre of the Netherlands

Elektriciteits- en brandstofprijzen

**Achtergrondstudie ter ondersteuning van
onrendabele top berekeningen voor 2008**

A. Wakker

X. van Tilburg

J.S. Hers

A.J. Seebregts

ECN-E--06-024

September 2006

Verantwoording

Dit rapport is geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Het onderzoek is onderdeel van het vaststellen van de MEP-subsidie voor duurzame elektriciteit voor 2008. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract MEP 2006, ECN-projectnummer 7.7745. Contactpersoon bij ECN voor het onderzoek en dit rapport is X. van Tilburg, telefoon 0224564863, e-mail vantilburg@ecn.nl.

De auteurs bedanken Jeroen de Joode (ECN), Martin Scheepers (ECN) en Edward Pfeiffer (KEMA) voor hun bijdrage en medewerking aan het onderzoek, aanwijzingen en correcties.

Abstract

To determine the financial gap (OT) for renewable electricity for 2008 this report provides an analysis of the projected electricity prices on the Dutch electricity market for the period 2006-2027. A bandwidth for the short- and medium term is constructed on the basis of the most recent insights on fuel prices and CO₂ certificate prices. For the short-term market indicators such as forward and futures prices have been used. The path and bandwidth for the electricity price projections will provide a basis for a reference value to be used in the OT calculation.

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	6
2. Methodologie en scenario's	7
3. Olie- en gasprijzen in het GEHP-scenario	8
4. Gasprijzen	10
5. Kolenprijzen	11
6. CO ₂ -prijzen	13
7. Elektriciteitsprijzen	15
8. Discussie	17
Referenties	18
Afkortingen	19
Bijlage A Olieprijsscenario's	20
Bijlage B Gasprijsscenario's	22

Lijst van tabellen

Tabel 4.1	<i>Tijdsgemiddelde bandbreedten aardgasprijs</i>	10
Tabel 5.1	<i>Tijdsgemiddelde bandbreedten kolenprijs</i>	12
Tabel 6.1	<i>Tijdsgemiddelde bandbreedten CO₂-prijs</i>	14
Tabel 7.1	<i>Tijdsgemiddelde bandbreedten elektriciteitsprijs</i>	16
Tabel A.1	<i>Gemiddelde olieprijzen in verschillende scenario's in de periodes</i>	21

Lijst van figuren

Figuur 3.1	<i>Hogere olieprijsvariant in GEHP, samen met die uit het GE scenario</i>	8
Figuur 3.2	<i>Aardgasprijs in GEHP</i>	9
Figuur 4.1	<i>Commodity aardgasprijs voor vijf scenario's en enkele marktindicatoren</i>	10
Figuur 5.1	<i>Commodity prijs van kolen</i>	11
Figuur 6.1	<i>CO₂-prijzen voor vijf scenario's en forward markt ontleend aan Nordpool</i>	13
Figuur 7.1	<i>Groothandelselectriciteitsprijzen: scenario's en forward prijzen</i>	16
Figuur A.1	<i>Overzicht bestaande olieprijsscenario's inclusief GEH</i>	20
Figuur B.1	<i>Commodity aardgasprijs in verschillende scenario's</i>	23

Samenvatting

Voor de vaststelling van de onrendabele top (OT) van duurzame elektriciteit opties ten behoeve van de MEP voor 2008 geeft dit rapport een onderbouwing van geprojecteerde elektriciteitsprijzen voor de zichtperiode 2006-2027. Op basis van een analyse van factoren die van invloed zijn op de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs is een bandbreedte voor de middellange en lange termijn ontwikkelingen van de elektriciteitsprijs ontworpen waarin de meest recente inzichten omtrent de ontwikkeling van grondstofprijzen en CO₂-prijzen zijn meegenomen. Voor de korte termijn ontwikkeling is tevens gebruik gemaakt van marktindicatoren zoals forward en futures prijsnoteringen.

1. Inleiding

Voor de vaststelling van de onrendabele top (OT) van duurzame elektriciteit (DE) opties ten behoeve van de MEP voor 2008 dient een onderbouwing te worden gegeven van de verwachte gemiddelde groothandelsprijs van elektriciteit tot en met het jaar 2027. Veranderende elektriciteitsprijzen leiden bij de meeste duurzame energie-opties op heel directe wijze tot een verandering in de OT. Vanwege deze directe invloed is het belangrijk de determinanten van de elektriciteitsprijs over de zichtperiode goed in kaart te brengen en in de analyse mee te nemen. Waar voorheen de MEP voor alle DE opties was vastgelegd voor tien jaar, kan voor projecten die in de nieuwe MEP-periode 2008 starten, de MEP-subsidieduur variëren van 4 tot 20 jaar, al naar gelang de categorie. Kapitaalintensieve projecten kunnen gedurende een langere tijd subsidie krijgen en projecten waarvan de OT voornamelijk afhangt van operationele kosten zullen gedurende een korte tijd subsidie krijgen. Vanwege de variatie in subsidieduur voor de verschillende opties dient dus naast de tienjaars projectie een onderbouwde (tijdsgemiddelde) prijsrange gegeven te worden voor verschillende looptijden van de MEP-subsidie.

Dit rapport geeft een onderbouwing van de geprojecteerde bandbreedte voor respectievelijk olie-, gas-, kolenprijzen en CO₂-prijzen en de daaruit berekende elektriciteitsprijzen voor de zichtperiode 2006-2027. De projecties worden gegeven voor 1, 2, 5, 10 en 20 jaar vooruit vanaf 2008. De te gebruiken elektriciteitsprijzen voor het MEP-advies worden uitgedrukt in euro's van 2006.

Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 wordt ingegaan op de ontwikkeling van de determinanten van de elektriciteitsprijs in genoemde zichtperiode. In Hoofdstuk 3 wordt ingegaan op de meest recente ontwikkelingen op de olie- en gasmarkten die hebben geleid tot het nieuw definiëren van een 'hoge' scenariovariant voor olie- en gasprijzen. Hoofdstuk 4 gaat in op scenario's voor gasprijzen en meer specifiek op verwachtingen omtrent de handhaving van de koppeling tussen olie- en gasprijzen en de bijdrage van gasimport. Hoofdstuk 5 handelt over kolenprijzen en in Hoofdstuk 6 zullen scenario's voor CO₂-emissiehandel worden geschetst. In Hoofdstuk 7 zullen de projecties voor elektriciteitsprijzen worden gepresenteerd zoals die volgen uit de determinanten en hun scenario's. In Hoofdstuk 8 tenslotte zullen de scenario's onderling worden vergeleken en wordt gekeken naar de toepasbaarheid voor de MEP.

2. Methodologie en scenario's

De groothandelsprijs van elektriciteit wordt geprojecteerd met het model POWERS (Seebregts et al., 2004). De belangrijkste factoren die effect hebben op de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs zijn:

- Aardgas- en kolenprijzen.
- CO₂-prijzen en de mate waarin deze doorwerken in de elektriciteitsprijzen.
- Stijging in de vraag naar elektriciteit als gevolg van (aannames over) economische groei.
- Marktgedrag en investeringsbeslissingen van producenten.
- Interconnectiecapaciteit en elektriciteitsprijzen in het buitenland.
- Rol van duurzame opwekking van elektriciteit en WKK.

Het in POWERS gebruikte over de tijd gewogen gemiddelde van basis- en pieklasprijzen is in deze notitie gedefinieerd als de 'groothandelsprijs'.

De randvoorwaarden en veronderstellingen die ten grondslag liggen aan de berekening van scenario's voor elektriciteitsprijzen zijn afgeleid van vier door het RIVM en CPB gebruikte toekomstbeelden (Bollen et al., 2004). Deze toekomstbeelden zijn op hun beurt gebaseerd op de economische scenario's Strong Europe (SE), Global Economy (GE), Transatlantic Markets (TM) en Regional Communities (RC). Voor deze scenario's, die gebaseerd zijn op inzichten uit het jaar 2004, staan de Europese markten centraal en wordt tot het jaar 2040 vooruit gekeken. Dezelfde scenario's zijn ook gebruikt in de Referentieramingen (van Dril et al., 2005) en de recente studie voor Welvaart en Leefomgeving (Janssen et al., 2006).

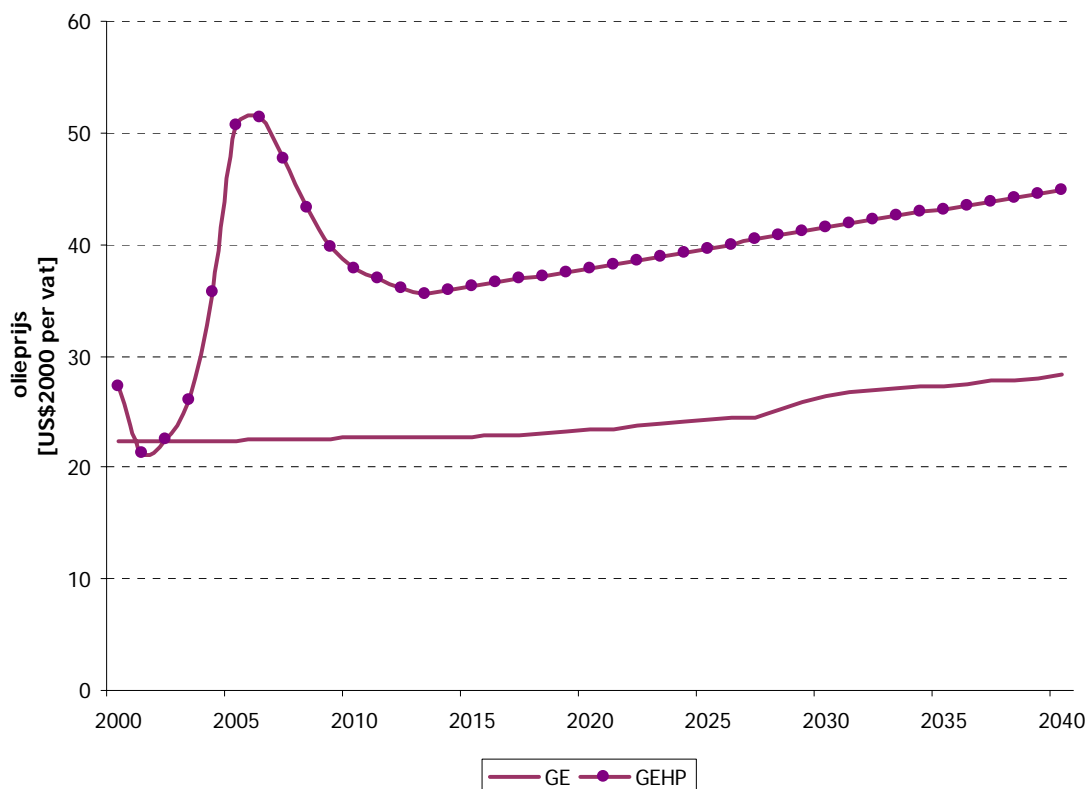
De vier scenario's zijn voor wat betreft brandstofprijzen en CO₂-prijzen tot 2020 vrijwel identiek. Pas na 2020 ontstaan verschillen tussen de scenario's door verschillen in ontwikkeling van CO₂-prijzen als gevolg van het al dan niet slagen, of überhaupt voortzetten, van internationale emissiehandel. In alle vier scenario's is gebruik gemaakt van olieprijs projecties die ontwikkeld zijn door het CPB (Bollen et al., 2004). Het CPB gebruikt in deze studie een olieprijsprojectie van ongeveer 21 \$₂₀₀₀/vat in 2000, al dan niet oplopend tot ongeveer 24 \$₂₀₀₀/vat in 2020, al naar gelang het gebruikte scenario. Sinds 2003 is de ruwe olieprijs echter sterk gestegen met een aanzienlijke stijging in het afgelopen jaar (2005) tot \$ 70 per vat (61 \$₂₀₀₀/vat). Daarom heeft ECN in het kader van het WLO-project een vijfde op het GE-scenario gebaseerde hogere olieprijsvariant ontworpen, GEHP (GE-Hoge Prijs). In dit scenario is voor de periode tot 2040 uit gegaan van een olieprijs van gemiddeld 40 \$₂₀₀₀/vat.

Voor dit rapport is gebruik gemaakt van met POWERS berekende resultaten op basis van het GEHP-, GE-, SE-, TM-, en RC-scenario. POWERS geeft daarmee een bandbreedte voor de mogelijke middellange en lange termijn ontwikkelingen van de elektriciteitsprijs waarin de meest recente inzichten omtrent de ontwikkeling van gas- en olieprijsen zijn meegenomen. Voor de korte termijn ontwikkeling is gebruik gemaakt van spot- en forwardnoteringen met een looptijd tot drie jaar.

De in dit rapport genoemde elektriciteitsprijzen zijn gebaseerd op actuele prijsniveaus in 2006, tenzij anders vermeld. Voor het GEHP-scenario worden de gas- en olieprijsen in US\$₂₀₀₀ vermeld, zodat de vergelijking met de andere scenario's eenvoudig is.

3. Olie- en gasprijzen in het GEHP-scenario

Figuur 3.1 geeft het prijspad van de hogere olieprijsvariant in GEHP, waarbij de prijzen zijn uitgedrukt in \$₂₀₀₀.



Figuur 3.1 Hogere olieprijsvariant in GEHP, samen met die uit het GE scenario

Karakteristieke kenmerken van dit prijspad zijn:

- Een gemiddelde prijs over de periode 2005-2040 van 40 \$₂₀₀₀ per vat.
- Een lange termijn trendmatige groei in olieprijs als gevolg van een stijging van de marginale kosten van productie.
- Een korte termijn ‘terugkeertraject’ dat weergeeft hoe het huidige hoge niveau van de olieprijs daalt naar een stabiel lange termijnpad vanaf 2013. De duur van het terugkeertraject van circa zes á zeven jaar is gebaseerd op het historisch prijsverloop van de olieprijs gedurende de oliecrises in de jaren zeventig.

Het toch nog relatief hoge niveau van de olieprijs vanaf 2013 komt voort uit een drietal onzekerheden, te weten:

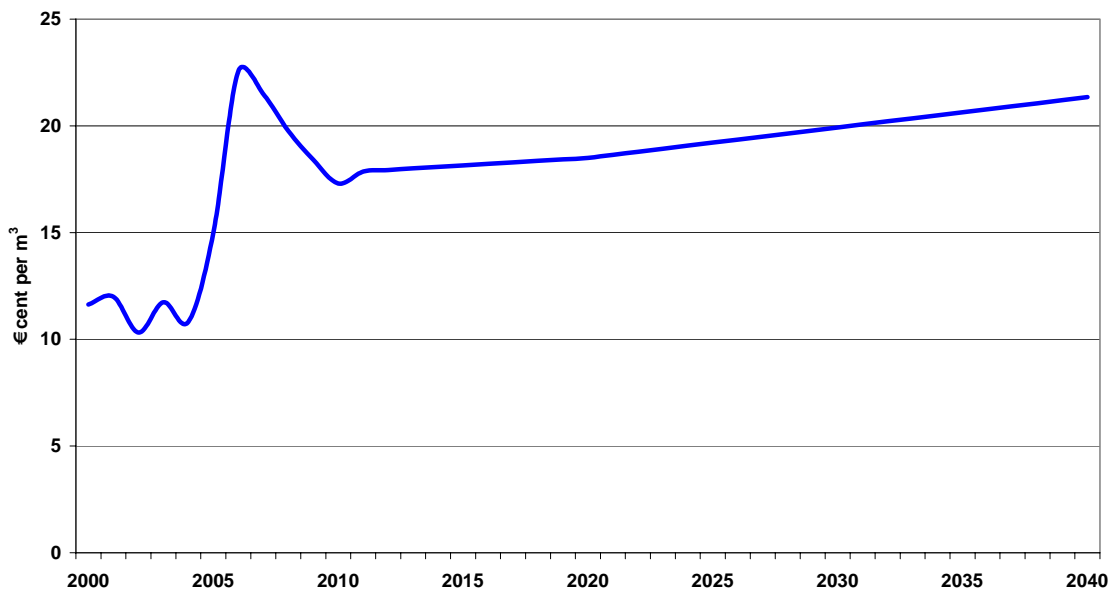
- Onzekerheid omtrent de werkelijke beschikbare voorraden.
- Onzekerheid omtrent de beschikbaarheid van kapitaal voor expansie van productie- en transportcapaciteit.
- Geopolitieke verhoudingen.

Bij het hoge prijspad is te verwachten dat non-OPEC landen hun productie zullen blijven uitbreiden en dat tegelijkertijd ook nieuwe onconventionele olievoorraden ontgonnen worden. Deze beide ontwikkelingen geven enige lucht aan de gespannen wereldoliemarkt en zorgen er voor

dat het prijsniveau enigszins daalt ten opzichte van het huidige niveau van 50 tot 60 \$₂₀₀₀ per vat.

GEHP kan worden vergeleken met andere hoge olieprijs scenario's zoals die recentelijk zijn ontwikkeld door de EIA (EIA-DOE, 2005) en door de IEA (IEA, 2005). Details van deze vergelijking zijn gepresenteerd in Bijlage A. Het beeld dat uit deze vergelijking tevoorschijn komt is dat GEHP goed overeenkomt met andere hoge olieprijsscenario's, zowel qua prijsniveau, prijsontwikkeling als achterliggende drivers. Voor een olieprijs die langdurig en structureel hoger ligt dan 40 \$₂₀₀₀/vat zou een wezenlijk andere modelcontext nodig zijn dan in de thans beschouwde scenario's. Zo'n context zou moeten ingaan op de economische consequenties van zo'n ontwikkeling (remmend effect op de economische groei en dus afname van de elektriciteitsvraag), op de invloed van geopolitieke omstandigheden, op voortdurende verstoring van investeringen, en op periodieke uitval van olieleveranties uit het Midden-Oosten, Noord-Afrika en/of Zuid-Amerika. Daarnaast moet een dergelijke analyse een geringe investerings- en substituedrang moeten veronderstellen m.b.t. alternatieven (besparing, kernenergie, duurzaam).

GEHP heeft mede via de koppeling tussen olie- en aardgasprijzen invloed op de gasprijsraming. Figuur 3.2 laat het prijspad voor gas zien voor GEHP, in €_{t2000} per m³. Dit figuur bevat realisatiecijfers tot en met het eerste kwartaal van 2005. De aardgasprijs vertoont net als de olieprijs een terugkeertrajec naar een stabiel lange termijnpad vanaf 2013. De gasprijs zal zich dan rond de 0,17 €₂₀₀₀ per m³ bevinden. Van daaruit zal de prijs in de periode 2013-2020 trendmatig toenemen met ongeveer 0,4% per jaar, en in de periode 2020-2040 met 0,7 à 0,8% per jaar. De analyse die aan Figuur 3.2 ten grondslag ligt, alsmede een vergelijking met lagere gasprijsscenario's van 0,10-0,15 €₂₀₀₀ per m³ en ook hogere gasprijsscenario's, is gegeven in Bijlage B.



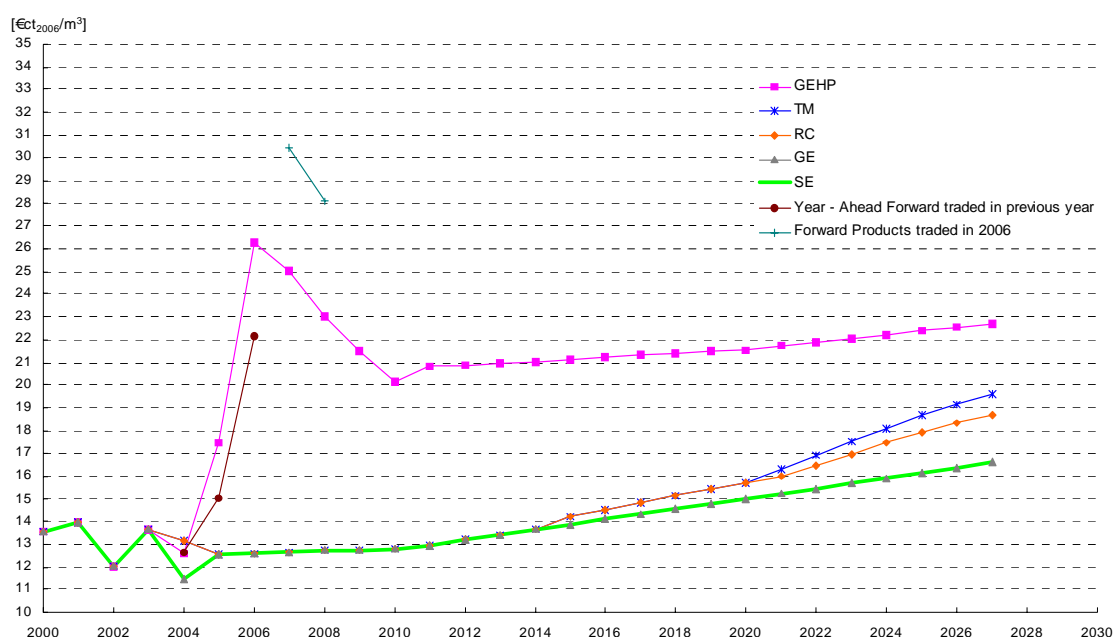
Figuur 3.2 Aardgasprijs in GEHP

4. Gasprijzen

Voor de Nederlandse elektriciteitsprijzen zijn alleen de gasprijzen van belang, niet de olieprijsen. De aardgasprijsontwikkeling zoals verondersteld in de TM-, RC-, GE- en SE-scenario's gaat uit van een gematigde groei van de aardgasprijs over de volledige periode. De variant GEHP op het oorspronkelijke GE-scenario vertoont zoals hierboven besproken een sterke toename van de aardgasprijs zoals die over de afgelopen jaren heeft plaatsgehad, gevolgd door een matiging van deze toename, tot substantieel en duurzaam hogere niveaus dan in de vier oorspronkelijke scenario's. Na 2010 sluit GEHP aan bij het referentiescenario van de IEA (IEA, 2005, zie ook Bijlage B).

Naast de vijf scenario's zijn in Figuur 4.1 ook de jaarlijkse gemiddelden van historische year-ahead forward prijzen gegeven in jaar van levering (2004-2006), alsmede het kwartaal gemiddelde van de forward producten die op de TTF-markt verhandeld zijn in het eerste kwartaal van 2006.

Alhoewel de prijzen van de forward producten die verhandeld worden in 2006 substantieel boven de GEHP verwachtingen liggen wordt het beeld in de huidige gasmarkt in hoge bepaald door de gespannen situatie op de wereldoliemarkt. Het valt te betwijfelen of deze prijsniveaus representatief zijn voor de gasmarkt op de langere termijn.



Figuur 4.1 *Commodity aardgasprijs voor vijf scenario's en enkele marktindicatoren*

De enveloppe rond de vijf scenario's kan als basis dienen voor de bepaling van de bandbreedten voor de gasprijs, en dat resulteert in de volgende tijdsgemiddelde bandbreedten.

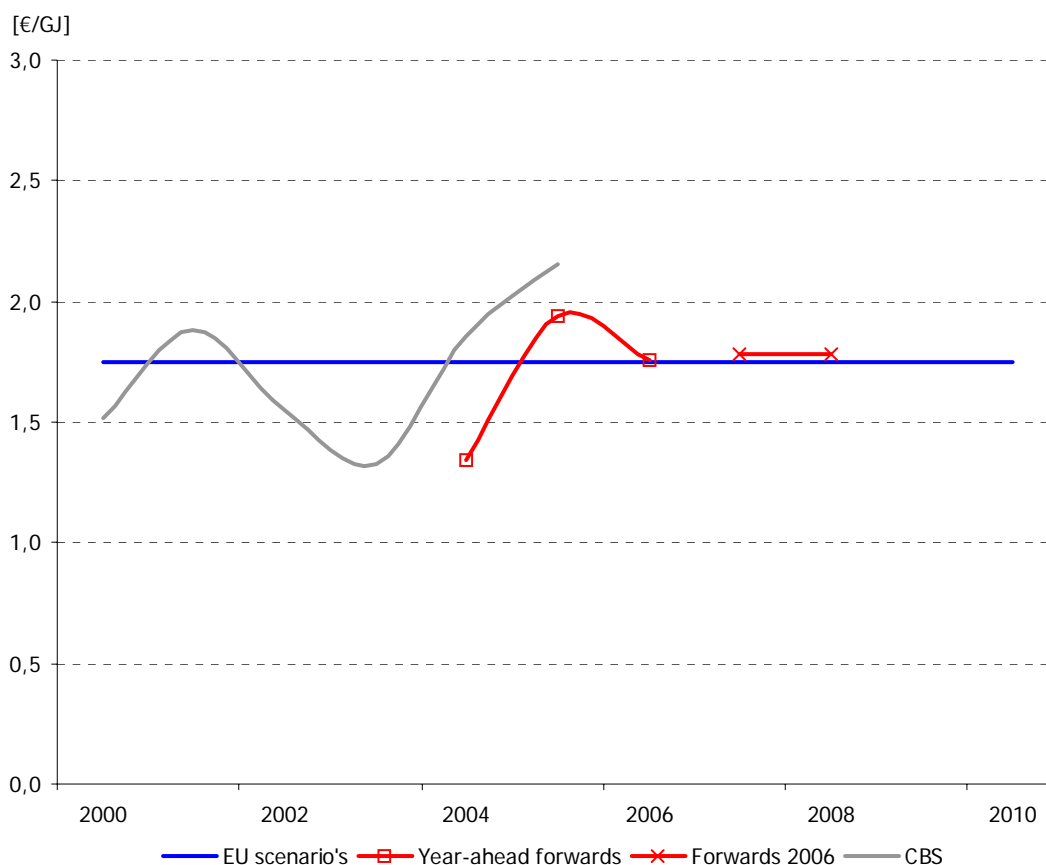
Tabel 4.1 *Tijdsgemiddelde bandbreedten aardgasprijs*

Looptijd	1	2	5	10	20
Periode	2008	2008-2009	2008-2012	2008-2017	2008-2027
Hoog [ct/m ³]	22	22	22	22	22
Laag [ct/m ³]	13	13	13	13	14

5. Kolenprijzen

In de afgelopen jaren stegen importprijzen voor kolen hoofdzakelijk ten gevolge van een tijdelijk gebrek aan transportcapaciteit om de sterke toename in de vraag van met name in China te bedienen. Sinds een jaar is er enige ontspanning op de transportmarkt opgetreden. Verwachtingen met betrekking tot de kolenprijsontwikkeling van de kolenprijs op de langere termijn kunnen worden ontleend aan EU-scenariostudies (EC, 2003a; EC, 2003b). De importprijzprojecties voor kolen in deze studies liggen rond 1,75 €/GJ en tenderen daarmee licht hoger dan de gemiddelde historische kolenprijzen over de periode 1990-2005.

De scenarioveronderstelling met betrekking tot de importprijs voor kolen op basis van de genoemde EU scenario studies en de historische importprijzen van kolen zijn weergegeven in Figuur 5.1. Bovendien zijn in de figuur de historische jaarlijkse gemiddelden van de year ahead noteringen weergegeven en de huidige noteringen van de 1 en 2 year ahead forward prijzen¹ gemiddeld over het eerste kwartaal van 2006.



Figuur 5.1 *Commodity prijs van kolen*

De prijsontwikkeling van kolen op de wereldmarkt mag relatief stabiel genoemd worden. Ondanks sterke toename van de vraag in met name China, toename van de prijzen van andere brandstoffen en de introductie van de markt voor CO₂-emissierechten in de Europese regio, heeft de kolenprijs zich in de afgelopen jaren bewogen binnen een bandbreedte conform de historische data in de periode die vooraf ging aan deze ontwikkelingen. Daarmee mogen de projecties die opgesteld zijn in de genoemde EU-scenariostudies robuust genoemd worden en is er

¹ ARA CIF API#2, ontleent aan (Sijm, et al. 2006).

mede op basis van de huidige inzichten omtrent beschikbaarheid en winbaarheid van kolen geen aanleiding om deze verwachtingen aan te passen.

Het CBS rapporteert een standaarddeviatie van 0,26 ct/GJ voor de periode 1995-2005. Deze variatiemaat kan worden aangenomen als basis voor de bandbreedte waarbinnen de projectie van de importprijzen van kolen zich bewegen in de periode 2008-2018. De standaarddeviatie van de historische data over de periode 1985-2005 van 0,36 €/GJ kan dienen als basis voor de veronderstelde bandbreedte van de projectie van de importprijzen van kolen voor de periode 2008-2028. De corresponderende tijdsgemiddelde bandbreedten voor de kolenprijs zijn weergegeven in Tabel 5.1.

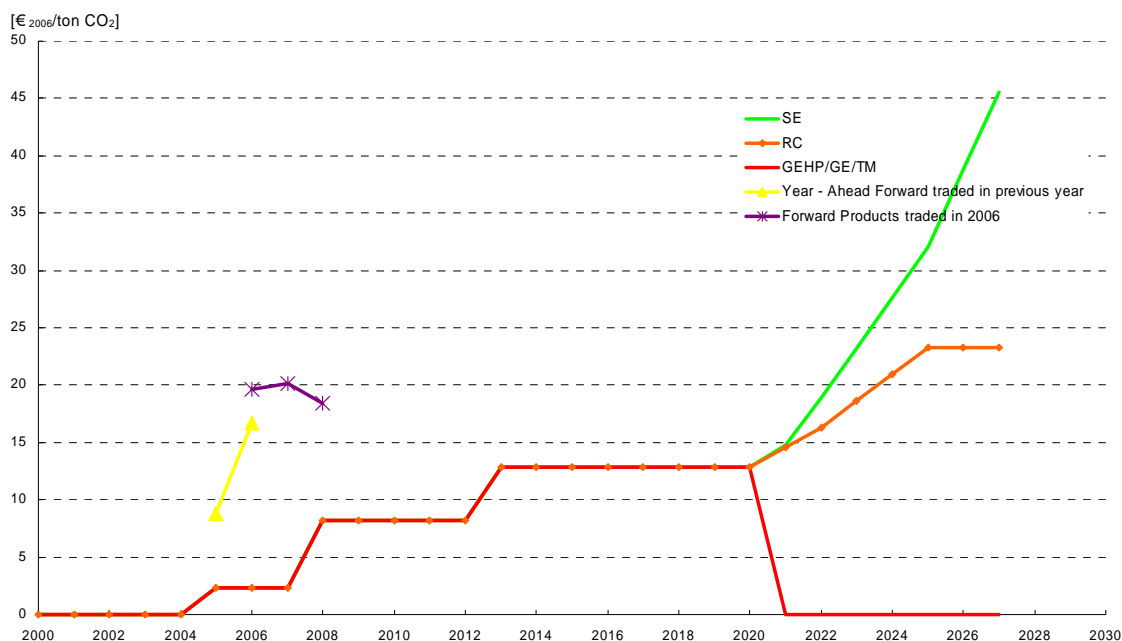
Tabel 5.1 *Tijdsgemiddelde bandbreedten kolenprijs*

Looptijd	1	2	5	10	20
Periode	2008	2008-2009	2008-2012	2008-2017	2008-2027
Hoog [€/GJ]	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1
Laag [€/GJ]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4

6. CO₂-prijzen

De markt voor CO₂-emissierechten is pas in januari 2005 van start gegaan. De verwachtingen met betrekking tot de emissieplafonds die op nationaal niveau vastgesteld worden zijn helder voor de periode tot 2008. De nationale plafonds voor de periode 2008-2012 liggen echter nog niet vast. Er zijn indicaties dat de plafonds van de thans lopende periode verlaagd kunnen worden zoals in Duitsland waar sprake is van een verlaging van 15%. Recente ontwikkelingen tonen aan dat de behoefte aan CO₂-emissierechten voor de periode 2005-2007 wellicht te hoog is ingeschat over het afgelopen jaar. Over een breed front blijken de emissies over 2005 rond de 10 à 15% onder het nationale plafond te liggen. Derhalve mag verondersteld worden dat de prijzen over 2005 wellicht hoger zijn geweest dan strikt noodzakelijk.

Aangenomen dat de CO₂-emissies tot 2012 zullen toenemen met de verwachte economische groei, zal de behoefte aan emissierechten toenemen en mag verwacht worden dat hier een prijs toename uit volgt. Voor de post-Kyoto periode zijn er op dit moment geen beleidsdoelstellingen vastgelegd in internationaal verband en is handhaving van de op nationaal niveau geformuleerde emissie doelstellingen een nationale aangelegenheid. Het toekomstige succes van de CO₂-emissiehandel hangt in grote mate samen met handhaving van de nationale emissiedoelstellingen en de verwachtingen met betrekking tot de ontwikkelingen van deze markt in de post-Kyoto periode is daarom zeer onzeker. Daarnaast is er de mogelijkheid tot brandstofsubstitutie waarmee emissie-intensieve brandstoffen, met name kolen, kunnen worden vervangen door emissie-efficiënte brandstoffen, met name gas. Als gevolg van deze laatstgenoemde substitutiemogelijkheid vertoont de CO₂-emissierechtenprijs sterke correlaties met de gasprijs.



Figuur 6.1 CO₂-prijzen voor vijf scenario's en forward markt ontleend aan Nordpool

In Figuur 6.1 is de prijsontwikkeling van CO₂-emissierechten weergegeven zoals die in de vijf scenario's verondersteld worden. In de periode na 2020 worden echter sterk uiteenlopende ontwikkelingen verondersteld. Zo veronderstellen de GEHP-, GE- en TM-scenario's een complete afschaffing van de emissiehandel, terwijl er sprake is van gematigd oplopende prijsniveaus in het RC-scenario (tot 23 €/ton in 2030) en een zeer sterke toename van de prijs van CO₂-emissierechten in het SE-scenario (tot 50 €/ton in 2030).

Voorts zijn de historische year ahead forward noteringen op jaarbasis en de huidige forward noteringen gemiddeld over het eerste kwartaal² van 2006 opgenomen, waarbij nogmaals aange merkt dient te worden dat deze prijzen wellicht aan de hoge kant zijn geweest gezien de recente nationale emissiecijfers die over 2005 zijn gerapporteerd door verschillende EU lidstaten. Het is nog niet te zeggen of dit ook voor de emissies in de jaren 2006-2007 zal gelden, gezien o.a. de verwachte groei in de elektriciteitsvraag. Als geheel is er voorlopig bij CO₂-emissiehandel nog sprake van een kunstmatige markt. Hoge prijzen tegen de 30 euro per ton waren in 2004 voorstelbaar terwijl anno 2006 een ineenstorting tot 1 euro per ton ook goed voorstelbaar is. Essentieel is dat in alle scenario's tot 2020 een zekere waarde aan emissiehandel wordt gegeven die overigens maar beperkt doorwerkt in de kosten van elektriciteit. Voorts worden de CO₂-prijzen als opportuniteit kosten voor 100% meegerekend in de kosten van elektriciteit. In hoeverre deze bijdrage feitelijk door zal doorwerken in marktprijzen is afhankelijk van marktomstandigheden (Sijm, 2005).

Met de forwards en de vijf scenario's als uitgangspunt kunnen onderstaande tijdsgemiddelde bandbreedten worden gedefinieerd.

Tabel 6.1 *Tijdsgemiddelde bandbreedten CO₂-prijs*

Looptijd	1	2	5	10	20
Periode	2008	2008-2009	2008-2012	2008-2017	2008-2027
Hoog [€/ton]	20	20	20	20	23
Laag [€/ton]	8	8	8	10	14

² <http://www.nordpool.com/>.

7. Elektriciteitsprijzen

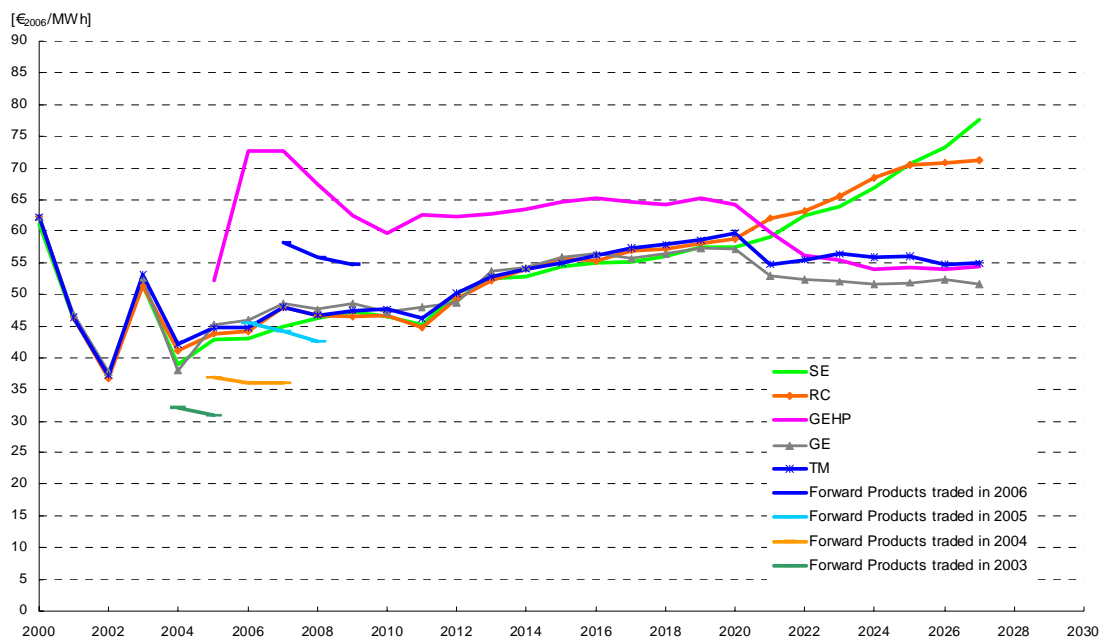
In Figuur 7.1 zijn de elektriciteitsprijzen weergegeven in $\text{€}_{2006}/\text{MWh}^3$ zoals die met POWERS zijn doorgerekend op basis van de vijf scenario's. Tot aan 2020 zijn de vier oorspronkelijke scenario's zo goed als gelijk omdat nagenoeg dezelfde brandstofprijzen en precies dezelfde CO_2 -prijzen zijn gebruikt. GEHP ligt aanzienlijk hoger vanwege de hogere gasprijs, die zoals gezegd vanaf 2010 het IEA-referentiescenario voor gasprijzen volgt. In de periode na 2020 divergeren de elektriciteitsprijzen per scenario ten gevolge van het uiteenlopen van prijzen van CO_2 -emissierechten. In SE en RC blijft emissiehandel overeind terwijl voor alle andere scenario's de CO_2 -prijs instort. In de scenario's waar de CO_2 -prijs instort wordt de daling van de elektriciteitsprijs na 2020 nog eens versterkt door forse investeringen in kolengestookte productiecapaciteit als gevolg van de structureel hogere gasprijzen.

Naast de uitkomsten van de berekeningen met POWERS zijn de jaarlijkse gemiddelden van de historische en huidige OTC-forward prijzen opgenomen in de grafiek. Deze noteringen zijn geordend naar handelsperiode en in de grafiek weergegeven in het jaar van levering.

De OTC-forward producten die in het eerste kwartaal van 2006 verhandeld worden liggen tussen de vier oorspronkelijke scenario's en GEHP in en lijken de prijsontwikkeling zoals die volgt uit de GEHP te bevestigen. Wel liggen de OTC forward noteringen alle ruim onder GEHP, zodat deze variant in ieder geval een plafond lijkt te vormen voor de bepaling van de bandbreedte van de elektriciteitsprijzen. Omdat elektriciteitsprijzen niet alleen via OTC-handel tot stand komen zijn forwards niet volledig representatief voor de marktwaarde van elektriciteit. Naarmate de jaren verder vooruit liggen worden deze forward prijzen bovendien minder relevant. Er bestaat nog geen future's handel voor de gasmarkt.

De oorspronkelijke vier WLO-scenario's SE, RC, GE en TM gaan alle uit van een relatief lage gasprijs. Deze veronderstellingen worden niet ondersteund door de huidige marktomstandigheden. De gasprijs in het GEHP-scenario daarentegen sluit goed aan bij de lange termijn gasprijs zoals die in 2005 is geprojecteerd in het IEA-referentiescenario (IEA 2005). Het IEA Deferred Investment scenario projecteert nog hogere gasprijzen, zie Bijlage B.

³ 10 $\text{€}/\text{MWh}$ komt overeen met 1,0 ct/kWh.



Figuur 7.1 *Groothandelselektriciteitsprijzen: scenario's en forward prijzen*

Met de forwards en de vijf scenario's als uitgangspunt kunnen onderstaande tijdsgemiddelde bandbreedten worden gedefinieerd.

Tabel 7.1 *Tijdsgemiddelde bandbreedten elektriciteitsprijs*

Looptijd		1	2	5	10	20
Periode		2008	2008-2009	2008-2012	2008-2017	2008-2027
Hoog	[ct/kWh]	6,6	6,3	6,3	6,4	6,7
Laag	[ct/kWh]	4,5	4,5	4,5	5,1	5,3
Δ ct/kWh		2,1	1,8	1,8	1,3	1,4

8. Discussie

Samenvattend kan gesteld worden dat de elektriciteitsprijs conform POWERS zich in 2008 zou kunnen bevinden tussen 4,5 en 6,6 ct/kWh, terwijl de forwardprijzen uit de eerste helft van 2006 daar met 5,6 ct/kWh tussenin liggen. De forwardprijzen laten, jaar na jaar terugkijkend tot aan 2003, een sterke stijging van de elektriciteitsprijzen zien. Wordt de gemiddelde elektriciteitsprijs over de periode 2008 tot 2012 genomen dan verandert het beeld met een bandbreedte van 4,5 ct/kWh tot 6,3 ct/kWh nauwelijks. Belangrijk is dat in GEHP wordt verondersteld dat de piek in de elektriciteitsprijs voorbij is.

Als de oorspronkelijke vier scenario's volwaardig in de analyse zouden worden meegenomen dan vertonen de projecties een in de toekomst afnemende bandbreedte. Het tienjaars gemiddelde 2008-2017 loopt van 5,1 ct/kWh tot 6,4 ct/kWh, en het twintigjaars gemiddelde 2008-2026 loopt van 5,3 ct/kWh tot 6,7 ct/kWh. Deze kleiner wordende bandbreedte wordt veroorzaakt door de relatief sterk in de tijd oplopende gasprijzen in de vier lage gasprijsscenario's. Hoewel de scenario's na 2020 uiteenlopen vanwege aannames over het al dan niet voortzetten van CO₂-emissiehandel, zijn de effecten daarvan op de bovenkant van de twintig jaar gemiddelde bandbreedte beperkt.

Voor gebruik in de berekeningen van de onrendabele toppen is een kleiner wordende bandbreedte niet bruikbaar. Bij de beoordeling van investeringsprojecten kan algemeen gesteld worden dat de onzekerheid over de hoogte van kasstromen afneemt naarmate deze verder in de toekomst liggen. Wanneer de bandbreedte de onzekerheid omtrent toekomstige realisaties weergeeft, kan de bandbreedte daarom niet anders dan divergeren. Omdat gasprijzen in het GEHP scenario goed aansluiten bij het IEA-referentiescenario, geeft GEHP, met de kennis van vandaag, in ieder geval een actueler beeld van de korte en middellange termijn dan de vier oorspronkelijke scenario's. GEHP dient dan ook zwaarder te worden meegewogen in de te kiezen referentiewaarde.

Referenties

- Bollen, J.T. et al (2004): 'Four futures for energy markets and climate change', CPB (2004)
- Dril, A.W.N. van en H. Elzenga (eds) (2005), *Referentieramingen energie en emissies 2005-2020*, ECN-C--05-018, Petten, 2005
- EC (2003a): *European Energy and Transport Trends to 2030*. European Commission, Directorate General for Energy and Transport, ISBN 92-894-4444-4, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2003.
- EC (2003b): *World energy, technology and climate policy outlook - WETO 2030*. Report EUR 20366, European Commission, Directorate-General for Research, Luxembourg, 2003.
- Energy Information Administration (2005): *International Energy Outlook (IEO)*, U.S. Department of Energy 2005.
- International Energy Agency (2005): 'World Energy Outlook' (WEO) 2005.
- Seebregts, A.J., M.J.J. Scheepers, R. Jansma, J.F.A. van Hienen (2005): *Kerncentrale Borssele na 2013 - Gevolgen van beëindiging of voortzetting van de bedrijfsvoering, Bijlage B: Beschrijving POWERS-model, p. 123-133*, ECN-C-05-094/NRG 21264/05.69766/C, ECN/NRG, Petten, November 2005.
- WLO (2006): *Bijlage Energie (CPB/MNP/RPB/ECN) in: Welvaart en Leefomgeving - een scenariostudie voor Nederland in 2040, Achtergronddocument*, CBP/MNP/RPB, Den Haag, ISBN 90-6960-150-8. p. 257-314. Via <http://www.ecn.nl/en/ps/research-programme/energy-scenarios/wlo/>

Afkortingen

GE : Global Economy, scenarioonaam

GEHP: Global Economy High Price, scenarioonaam

IEA : International Energy Agency

MEP : Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie

OT : Onrendabele top

OTC : over-the-counter, transacties die niet via een beurs verlopen maar direct tussen twee partijen.

RC : Regional Communities, scenarioonaam

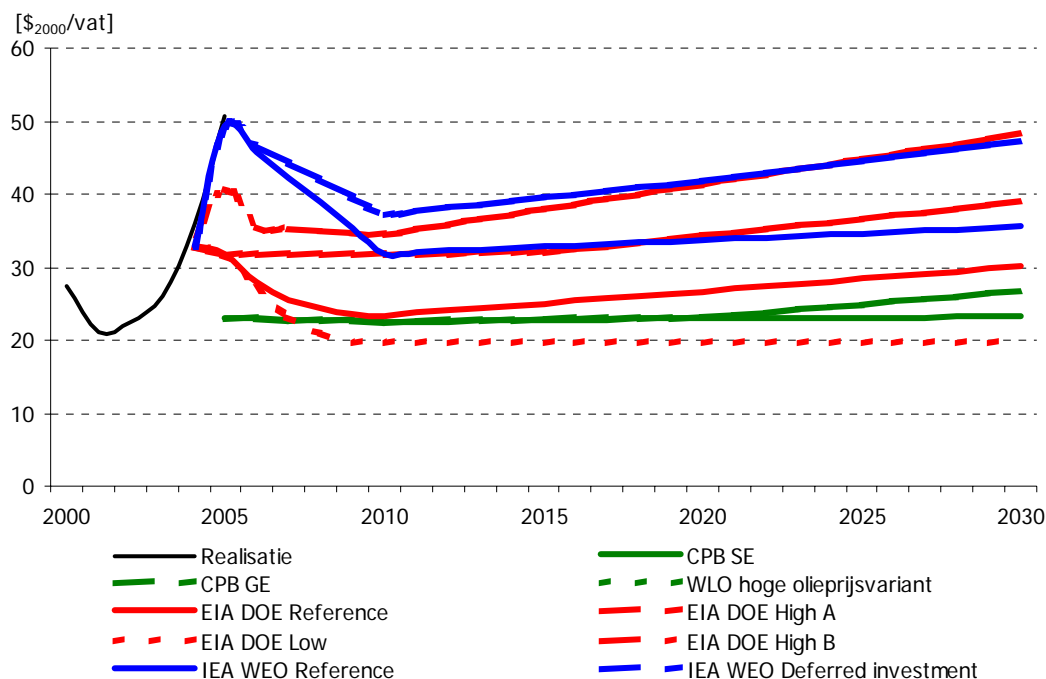
SE : Strong Europe, scenarioonaam

TM : Transatlantic Markets, scenarioonaam

WLO : Welzijn en Leefomgeving, zie Janssen (2006)

Bijlage A Olieprijsscenario's

Figuur A.1 geeft een overzicht van de belangrijkste gepubliceerde olieprijsscenario's, inclusief GEHP.



Figuur A.1 Overzicht bestaande olieprijsscenario's inclusief GEH

Op basis van deze figuur kunnen een aantal opmerkingen worden geplaatst:

- Het IEA-referentiescenario ligt iets onder de hoge olieprijsvariant.
- Er zijn twee scenario's die boven GEHP liggen, namelijk het *deferred investment*-scenario van IEA en het *High B*-scenario van EIA-DOE.
- Het IEA *deferred investment*-scenario valt redelijk samen met een scenario van EIA-DOE ('High B') voor wat betreft niveau.
- Het referentiescenario van IEA ligt beduidend boven het referentiescenario van EIA-DOE.
- Het verschil tussen de huidige olieprijspiek en de projecties voor 2010 worden in de IEA-scenario's overbrugd door middel van een lineaire afname, daar waar in GEHP een 'hyperbolische' afname is verondersteld.

In Tabel A.1 worden alle scenario's samengevat in één getal: de gemiddelde olieprijs voor de periode 2005 tot 2040 uitgedrukt in \$₂₀₀₀. Aangezien alle scenario's een kortere projectieperiode kennen (tot 2025 of 2030) is de trend in elk scenario doorgetrokken tot 2040.

Tabel A.1 *Gemiddelde olieprijsen in verschillende scenario's in de periodes*

Scenario	Gemiddelde prijs [\$ ₂₀₀₀]
GEHP	40,8
CPB SE	23,0
CPB GE	25,2
EIA-DOE Reference	28,2
EIA-DOE Low	20,3
EIA-DOE High A	36,2
EIA-DOE High B	43,7
IEA Reference	35,7
IEA Deferred investment	44,3

De gemiddelde 40 \$₂₀₀₀ per vat voor GEHP houdt het midden tussen zowel (i) EIA-DOE high A en high B, en (ii) IEA-referentie en *deferred investment*. Dat wil zeggen dat de 40 \$₂₀₀₀ per vat in GEHP geen bovengrens is, maar beduidend hoger ligt dan gepubliceerde referentiescenario's.

De positie ten opzichte van de beide IEA-scenario's is niet toevallig. Zo wordt in het *deferred investment*-scenario verondersteld dat het investeringsniveau in de komende 25 jaar op het niveau blijft van het gemiddelde van de afgelopen tien jaar. Hiermee wordt de markt een responsieve kracht ontzegd. De olieprijsen waren de afgelopen tien jaar tamelijk laag en economisch gezien zou een langer verblijf op het huidige hoge prijsniveau een nieuwe boost moeten geven aan investeringen in de gehele keten. Aan de andere kant lijken er in het *reference* scenario veel minder onzekerheden te zijn. Hier wordt namelijk verondersteld dat in de gehele wereldvraag naar olie voorzien zal worden en dat de daarvoor benodigde investeringen opgebracht zullen worden. Zoals eerder gezegd, het is aannemelijk dat er nog redelijk veel geïnvesteerd zal worden, maar er zal met een aantal onzekerheden rekening gehouden moeten worden, met name wat betreft de bereidheid en capaciteit om investeringen te plegen.

Ook wat betreft de onderkant van de bandbreedte kunnen enkele opmerkingen worden geplaatst:

- EIA-DOE Low is absoluut de laagste projectie, gevolgd door SE en GE.
- Meer recente (2005) referentiescenario's van EIA en IEA liggen aanzienlijk hoger dan het uit 2004 daterende SE en GE.

Bijlage B Gasprijsscenario's

Voor het bepalen van gasprijssramingen is in het verleden gebruik gemaakt van een combinatie van een tweetal benaderingen. Aan de ene kant werd gebruik gemaakt van de prijsformule van Gasunie. Hierin bestaat een expliciete koppeling van de gasprijs met de olieprijs. Aan de andere kant werd er ook gekeken naar de gemiddelde importprijs van gas aan de Europese en Nederlandse grens. De mate waarin beide prijzen bepalend waren voor het gemiddelde gasprijsniveau in Nederland op wholesale-niveau werd afgeleid uit het marktaandeel van Gasunie op de Nederlandse groothandelsmarkt. Bij het bepalen van het gasprijspad in GEHP is wederom gekozen voor deze systematiek.

De exacte prijsformule die is gebruikt voor de prijszetting door Gasunie is:

$$P_{gas} = \frac{37,4}{500} \cdot P - 0,36302$$

waarbij de P-waarde gerelateerd is aan de prijs van stookolie. De prijs van stookolie wordt berekend door gebruik te maken van het eerder vastgestelde prijspad van ruwe olie. Voor de gemiddelde importprijs voor gas in Europa is gebruik gemaakt van het IEA-referentiescenario (IEA 2005). Tezamen levert dit twee prijsreeksen voor de periode tot 2040.⁴

Vervolgens is een inschatting gemaakt van het relatieve en absolute belang van beide reeksen voor het gemiddelde gasprijsniveau in de komende decennia. Een aantal overwegingen spelen daarbij een rol, te weten:

1. het marktaandeel van Gasunie op de Nederlandse groothandelsmarkt,
2. het aandeel van geïmporteerd gas in het totale Nederlandse verbruik,
3. de resterende reserves in Nederland,
4. de resterende reserves in Europa,
5. de gemiddelde kosten van gasimport voor Europa.

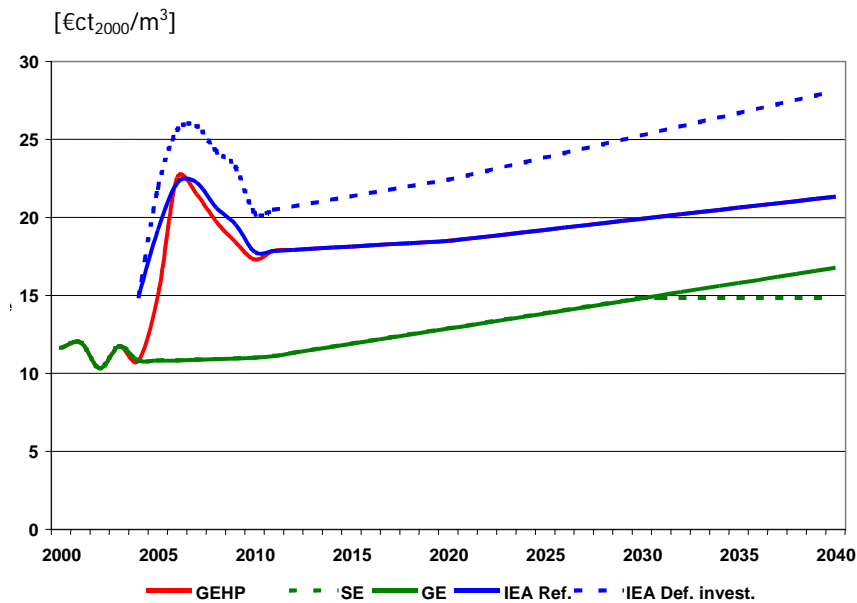
Bovengenoemde factoren hebben aanleiding gegeven voor een aantal veronderstellingen. In de eerste plaats lijkt het aannemelijk dat Gasunie door afkalvend marktaandeel⁵ en afnemende reserves in Nederland en in de rest van Europa in steeds mindere mate in staat zal zijn om gasprijzen te stellen volgens formele prijskoppelingen. Wanneer Gasunie meer en meer gas zal moeten betrekken van leveranciers buiten Europa zal het economisch gezien onrealistisch zijn om een geïsoleerd prijsbeleid te voeren. De groothandelsprijs zal zich meer en meer gaan conformeren naar 'Europese prijzen' bepaald op verschillende Europese gas hubs. Op basis van inschattingen ten aanzien van (i) depletie van Europese gasvelden en (ii) een lager marktaandeel van Gasunie veronderstellen we dat de formele prijskoppeling zal worden losgelaten rond 2010. Tot die tijd wordt de Nederlandse groothandelsprijs bepaald door een mix van Gasunie prijzen (aandeel van 66 tot 72%) en gemiddelde importprijzen (28 tot 34%). Op de langere termijn zal de Nederlandse gasprijs volledig in overeenstemming zijn met de prijs die Europa voor haar gasimporten betaald. Het pad dat dan wordt gevolgd is een stijgende, voornamelijk door (i) een continuerende link met olieprijsen (maar in mindere mate dan in het verleden), en (ii) toenemende winnings- en leveringskosten van gas. Gas moet uit steeds kleinere en verder weg gelegen velden worden gewonnen.

Figuur B.1 laat een aantal gasprijspaden zien, waaronder de binnen de WLO gehanteerde SE- en GE-scenario's en de twee scenario's van het IEA: het referentiescenario en het deferred investment scenario. In dit figuur zijn nadrukkelijk geen gasprijzen afgegeven voor de gehele we-

⁴ Het IEA-referentiescenario omvat projecties voor de periode 2005-2030. Voor de periode 2030 tot 2040 is een continuering van de trendmatige groei tussen 2010 en 2030 verondersteld.

⁵ Het marktaandeel van Gasunie was circa 72% in 2004 (website Gasunie en CBS Statline).

reldmarkt. Alhoewel gas-to-gas competitie steeds meer zal toenemen, en ontwikkelingen op het gebied van LNG-transport meer en meer zullen zorgen voor intercontinentale concurrentie zal er ook in de komende decennia een prijsverschil blijven bestaan tussen de Aziatische, Noord-Amerikaanse en Europese gasmarkten.



Figuur B.1 *Commodity aardgasprijs in verschillende scenario's*

GEHP volgt na 2010 de gemiddelde importprijs zoals geprojecteerd in het IEA-referentiescenario. De gasprijs in GEHP overstijgt ruimschoots het oude SE-en GE-prijspad. In de figuur lijkt het alternatieve scenario van het IEA een tamelijk extreem scenario. Gasprijzen in de periode 2020 tot 2040 liggen gemiddeld zo'n 5 €₂₀₀₀ cent hoger dan het referentiescenario. Dit wordt met name veroorzaakt aan de aanbodkant van de olie- en gasmarkt. Het IEA veronderstelt in dit scenario een gebrekkige werking van het investeringsmechanisme, veel restricties op de kapitaalmarkt en een lage investeringsbereidheid bij olie- en gasproducenten. Verder valt op dat de trendmatige groei in de scenario's nogal verschilt. GEHP laat een lichtere jaarlijkse prijsstijging zien dan de SE- en GE-scenario's en het deferred investment scenario. Dit kan hoofdzakelijk worden verklaard door twee factoren: meer gas-to-gas competitie enerzijds, en technologische ontwikkelingen in de winning van nieuwe en bestaande gasvelden anderzijds. Laatstgenoemde leidt ertoe dat meer en meer kleine resterende hoeveelheden gas kunnen worden gewonnen tegen lagere kosten.