

## Overheidsingrepen in de energiemarkt

Onderzoek naar het Nederlandse speelveld voor  
fossiele brandstoffen, hernieuwbare bronnen  
kernenergie en energiebesparing

# Overheidsingrepen in de energiemarkt

Onderzoek naar het Nederlandse speelveld voor  
fossiele brandstoffen, hernieuwbare bronnen,  
kernenergie en energiebesparing

Door:

Erika de Visser, Thomas Winkel, David de Jager, Rolf de Vos (Ecofys)  
Martijn Blom, Maarten Afman (CE Delft)

Datum: juni 2011

PSTRNL101883 / © Ecofys 2011

In opdracht van: Eneco en Triodos Bank



## Voorwoord

Het onderzoek “Overheidsingrepen in de energiemarkt” is begeleid door een groep van enkele prominenten uit alle geledingen van de energiesector (voor de samenstelling van de begeleidingsgroep, zie Bijlage D). De begeleidingsgroep is drie keer bijeen geweest om de (tussen)resultaten te bespreken. De inbreng van de begeleidingsgroep was drieledig:

- 1** Controleren en aanvullen van de lijst van overheidsinterventies;
- 2** Bewaken van de onderzoeksmethodiek; en
- 3** Bespreken van de (tussen)resultaten van het onderzoek.

De conclusies van dit onderzoek blijven voor rekening van de onderzoekers. Wij danken de begeleidingsgroep voor de essentiële inbreng in de verbreding en verantwoording van het onderzoek.

Namens Ecofys waren de onderzoekers: Erika de Visser, Thomas Winkel, David de Jager en Rolf de Vos.

Namens CE Delft waren de onderzoekers: Martijn Blom en Maarten Afman.



## Samenvatting

### Inventarisatie van 53 overheidsinterventies op de Nederlandse energiemarkt

Met ten minste 53 financiële en andere maatregelen heeft de overheid een grote invloed op de Nederlandse energiemarkt. Deze interventies zijn in het verleden elk om verschillende redenen ingesteld. Terwijl de prioriteit van het energiebeleid verschuift naar lagere emissies en een grotere leveringszekerheid, schuift het portfolio van maatregelen niet automatisch mee. Door nu alle interventies te toetsen aan coherentie met de huidige doelstellingen voor energie en klimaat kan de overheid effectiever en waarschijnlijk goedkoper sturen.

Zo steunt de overheid het **eindgebruik** van energie (gedomineerd door fossiele energie) jaarlijks met € 4,6 mld. Grootverbruikers in Nederland betaalden in 2010 1,8 mld minder aan energiebelasting dan de totale maatschappelijke kosten voor energieopwekking zouden rechtvaardigen. Kleinverbruikers betaalden juist € 2,8 mld meer aan de schatkist dan deze maatschappelijke kosten.

Aan de **productiekant** van energie is de mix van onderzochte interventies primair gericht op koolstofarme technologieën, maar ging in 2010 nog altijd meer overheidsgeld naar fossiele energiebronnen en kernenergie (bijna € 1,4 mld) dan naar duurzame energie (€ 1,3 mld).

**Opgeteld** viel via de 53 overheidsinterventies in 2010 € 5,8 mld uit de schatkist toe aan fossiele energie tegenover € 1,5 mld aan hernieuwbare energie (zie Tabel S - 1).

Tabel S - 1 Overheidsinterventies op energie in Nederland, 2010

Overzicht overheidsinterventies	Omvang interventie mld €
Eindgebruik totaal	4,6
Eindgebruik – toegerekend aan fossiel	4,4
Eindgebruik – toegerekend aan hernieuwbaar	0,2
Productie – fossiel en kernenergie	1,4
Productie – hernieuwbare energie	1,3
<b>Opgeteld: fossiel</b>	<b>5,8</b>
<b>Opgeteld: hernieuwbaar</b>	<b>1,5</b>

## **Achtergrond van het onderzoek**

De aanleiding voor de studie is het groeiende politieke en publieke debat over het speelveld voor aanbieders en gebruikers van hernieuwbare energie. Nadat de Tweede Kamer eind 2010 een eigen onderzoek naar dit onderwerp had overwogen – maar verworpen – hebben Eneco en Triodos Bank opdracht gegeven aan Ecofys en CE Delft om deze studie uit te voeren.

Ondanks de liberalisering van de Europese en de Nederlandse energiemarkt, die medio jaren negentig werd ingezet, is de markt voor energie niet louter een kwestie van vraag en aanbod en marktconforme energieprijzen die daaruit voortkomen. Veel overheidsingrepen hebben – beoogd en niet-beoogd – invloed op de prijsvorming in de energiemarkt. Dat kan worden ervaren als een inbreuk op 'het gelijke speelveld'.

Nu wil de overheid de energiemarkt juist sturen, bijvoorbeeld om marktimperfecties weg te nemen of doelstellingen in het energie- of economische beleid te kunnen halen. Maar doelstellingen veranderen en prioriteiten wijzigen over de jaren. Ook in Nederland is het energiebeleid steeds meer gericht op het tegengaan van klimaatverandering en het vergroten van de leveringszekerheid. Nederland wil daartoe onder andere – in lijn met het EU-beleid voor energie en klimaat – dat in 2020 14% van alle energie uit duurzame bronnen komt, terwijl de CO<sub>2</sub>-uitstoot 20% omlaag moet.

Energiebeleid is niet het enige beleidsgebied dat invloed heeft op het speelveld voor koolstofarme of –rijke energie. Ook andere beleidsdoelen, zoals het streven naar een optimale concurrentiepositie voor bedrijven, spelen daarin een rol.

Ecofys en CE Delft hebben het speelveld en de ingrepen daarin in kaart gebracht en de effecten op de prijzen van energie zo goed mogelijk gekwantificeerd. Een team van prominente economen en energiedeskundigen heeft deze studie begeleid.

De studie is bedoeld als een inhoudelijke inbreng in de publieke en politieke discussie over het energiebeleid en het optimaal aanwenden van publieke middelen. Het is vervolgens aan de beleidsmakers om de effecten van verschillende maatregelen op het halen van doelstellingen te schatten en het belang van een koolstofarme economie af te wegen tegen andere belangen.

## **De onderzoeksmethode**

Deze studie vat 'het gelijke speelveld' op als een energiemarkt waarop elke producent of consument de kosten betaalt die hij of zij veroorzaakt. Dat zijn de directe kosten zoals voor productie, mijnbouw, materiaalgebruik en winstmarges, maar ook de externe kosten (zoals voor gezondheid-, klimaat- en milieuschade).

Deze studie identificeert 53 overheidsingrepen, de meeste van puur financiële aard. Deze ingrepen vallen in de volgende categorieën:

- Directe subsidies vanuit de staatskas naar marktspelers;
- Belastingen, kortingen of vrijstellingen voor marktspelers, die resulteren in lagere belastinginkomsten voor de schatkist;
- Leveren van goederen of diensten onder de reguliere marktprijs;
- Zachte of laagrentende leningen;
- Prijsregulering;
- Verplicht aandeel (bijvoorbeeld van duurzame energie) in de levering en productie van energie;
- Handelsmaatregelen bij in- en export van goederen en energie.

Bij het kwantificeren van interventies is het van groot belang welke referentie wordt gekozen. Omdat belastingen op energie, elektriciteit en brandstoffen vaak op grond van verschillende motieven zijn ingesteld en om uiteenlopende redenen zijn verhoogd (inkomsten voor de schatkist, vergroening van het belastingstelsel, weghalen van marktimperfections) is het lastig om een uniforme referentie te definiëren. Deze studie kiest als referentie het niveau van de belastingen waarop sprake is van internalisering van de externe kosten die worden veroorzaakt door een eenheid van primaire energie te produceren en vervolgens te gebruiken. Als aparte categorie inventariseert deze studie de externe kosten van opwekking van *elektriciteit* bij zeven technieken.

Alle interventies zijn geclassificeerd naar hun aangrijpingspunt in de economie: op de producent of op de eindgebruiker.

Van de 53 interventies zijn de 17 belangrijkste overheidsingrepen geselecteerd voor nadere analyse. Onderzocht is wat de gevolgen van de 17 overheidsinterventies zijn voor de kosten en prijzen van het gebruik en de productie van elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen.

Deze kwantitatieve analyse kent vier niveaus:

- 1** Eerst worden de integrale kosten voor de opwekking of het gebruik van energie bepaald, op basis van de levensduur van de verschillende technieken.
- 2** Daarbij wordt vervolgens de invloed van de overheidsinterventie gekwantificeerd en opgeteld.
- 3** Op het derde niveau worden per opwekkingstechnologie of gebruikersgroep de externe kosten geschat en opgeteld bij het eindresultaat van de eerste twee stappen. Deze studie gebruikt een conservatieve schatting als referentiewaarde, aangezien niet alle externe kosten zijn gekwantificeerd. Deze inschatting is in overeenstemming met uitgangspunten in de Europese literatuur over externe kosten van elektriciteitsopwekking.



- 4 Uiteindelijk wordt deze vergelijking gebruikt voor het schetsen van de mogelijkheid om de betreffende interventie optimaal te richten op de huidige doelstelling voor een koolstofarme energievoorziening.

### **De belangrijkste conclusies**

De studie trekt de volgende conclusies over de hoeveelheid overheidsinterventies en hun omvang.

#### *Interventies op het eindgebruik*

- De grootste overheidsinterventies grijpen aan op het eindgebruik van energie (samen € 4,6 mld in 2010, zie Tabel S - 1). Het gaat hier om overheidsinterventies zoals belastingvrijstellingen en -kortingen. Door de huidige samenstelling van de energiemix in Nederland profiteert vooral fossiele energie hiervan. De belangrijkste daarvan zijn:
  - Belastingvrijstelling voor kerosine, scheepvaartbrandstoffen en rode diesel (omvang: € 1,7 mld).
  - Kortingen op de energiebelasting, vooral bij het gebruik van aardgas (omvang: € 1,8 mld).
- Een klein deel van deze budgetten komt terecht bij eindgebruik van (duurzame) elektriciteit, de rest (ruim € 4,4 mld) komt ten goede aan fossiele energie en kernenergie.
- De (degressieve) vormgeving van de Nederlandse energiebelasting, die per eenheid energie minder belasting oplegt naarmate het gebruik hoger is, leidt ertoe dat kleinverbruikers met zo'n € 2,8 mld in 2010 meer betaalden dan de werkelijke (in- en externe) kosten van energie, maar dat grootverbruikers juist € 1,8 mld te weinig betaalden.
- De accijnzen binnen het personenvervoer voor de preferente brandstof bij zakelijke en 'veelrijders' (diesel) zijn lager dan die voor de preferente brandstof voor 'weinigrijders' (benzine). Deze verschillen zijn niet gerechtvaardigd door energie-inhoud noch CO<sub>2</sub>-emissies van de verschillende brandstoffen.

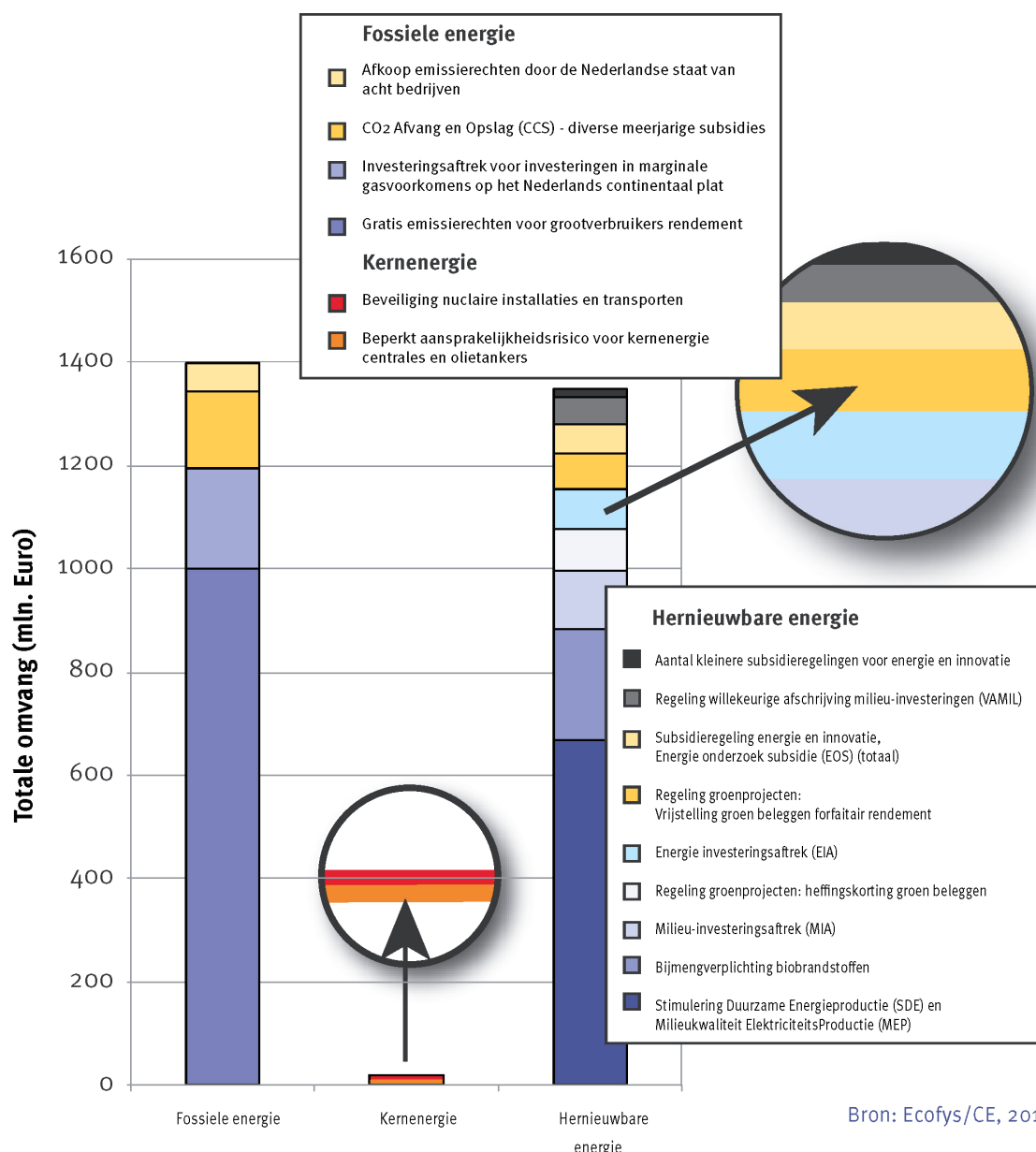
Tabel S - 2 Overheidsinterventies op eindgebruik van energie (momentopname 2010)

Overheidsinterventies op eindgebruik	Omvang interventie mln €
Brandstofaccijns - vrijstellingen voor kerosine	1695
Energiebelasting - Verlaagde tarieven gas voor grootverbruikers	1499
Brandstofaccijns- vrijstelling scheepvaart	440
Brandstofaccijns - verlaagde tarieven rode diesel	236
Energiebelasting - Verlaagde tarieven elektriciteit voor grootverbruikers	252
Brandstofaccijns - verlaagde tarieven LPG	223
Energiebelasting - Vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie	88
Tijdelijke regeling Isolatieglas	43
Teruggaaf energiebelasting kerken en non-profit instellingen	34
Motorrijtuigenbelasting: Nihil tarief zeer zuinige auto's	34
Subsidie marktintroductie energieinnovaties (glastuinbouw)	28
Duurzame warmte voor bestaande woningen – Tijdelijke energieregeling markt en innovatie	27
Verlaagd btw-tarief isolatie	13
Energiebelasting - Vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie	8
Subsidie op energieadvies voor woningeigenaren	7
Investeringsregeling Energiebesparing	5
Subsidieregeling milieugerichte technologie	4
Subsidieregeling energie en innovatie, Verlaging elektriciteitsaansluiting warmtepomphouders	2
<b>Totaal</b>	<b>€ 4,6 mld</b>

#### *Interventies bij de opwekking van energie*

- Aan de productiezijde van energie was het overheidsbudget voor steun aan fossiele brandstoffen en kernenergie in 2010 (€ 1,4 mld ) net iets groter dan voor duurzame energie (€ 1,3 mld) (Figuur S - 1).
- Daarnaast zijn enkele interventies geïdentificeerd die niet eenvoudig zijn te kwantificeren, maar die wel gevolgen hebben op het speelveld. Een belangrijk voorbeeld zijn de financiële risico's bij projecten, die bij duurzame energie hoger worden geschat dan bij fossiele energie. Dat verschil is een direct gevolg van verschillende types overheidsbeleid. Zo zijn er lange vergunningsprocedures met soms onzekere afloop of moet de projectontwikkelaar zelf financiële risico's dragen ten aanzien van netaansluiting. Doordat de ontwikkeling van duurzame energie nu nog sterk afhankelijk is van overheidsbeleid, en doordat dit in Nederland nog niet goed ontwikkeld en ingebed is in institutionele structuren, zijn de beleidsrisico's aanzienlijk hoger dan in de ons omringende landen en dan die voor fossiele energie. Dit vertaalt zich in hogere kosten van kapitaal. Kwantificeren is echter moeilijk omdat de overheid zelf deze hogere risico's wel compenseert met een hogere SDE-premie. Maar de minder aantrekkelijke financieringsvoorwaarden hebben wel aantoonbare invloed op het speelveld.

- De ontheffing van kolenbelasting voor kolencentrales geldt in deze studie niet als overheidsinterventie. Deze ontheffing geldt namelijk voor alle brandstofinzet, van zowel kolencentrales als gascentrales en hernieuwbare technieken (met een rendement hoger dan 30%). De ontheffing is ingesteld omdat Nederland het eindgebruik van elektriciteit al belast en elektriciteitsproductie niet dubbel wil belasten. Er is dus geen specifiek voordeel voor één opwekkingstechniek zoals kolen. Daarnaast wordt het externe effect van CO<sub>2</sub>-uitstoot van elektriciteitscentrales gereguleerd via het EU-systeem voor emissiehandel.



Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur S - 1 Overzicht van overheidsbudgetten voor de productie van energie (momentopname 2010)

### *Interventies en externe effecten van energie*

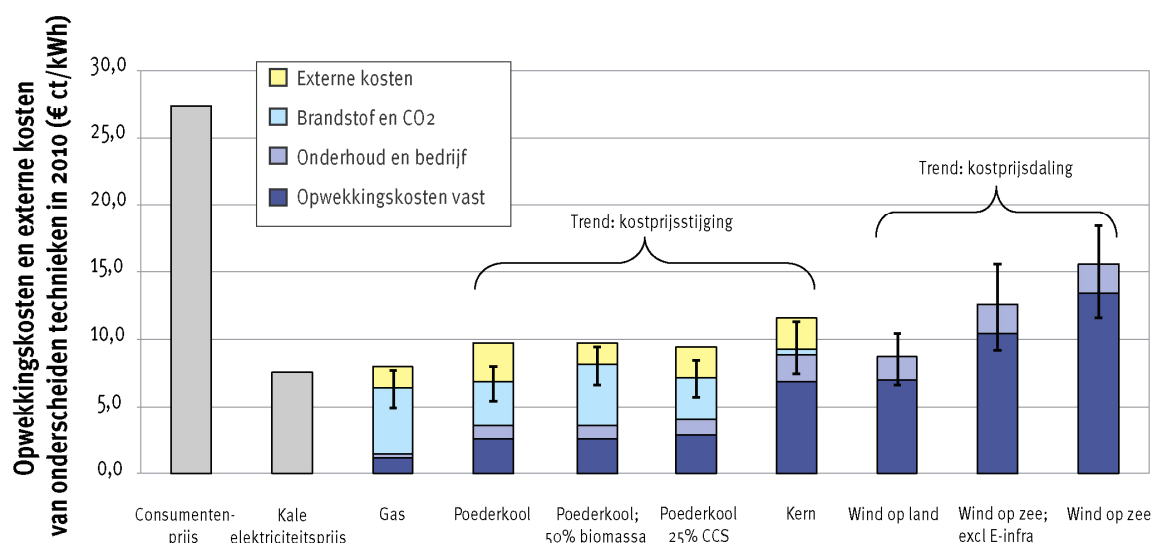
- Als de externe kosten (zie ook tekstkader) worden meegerekend nivelleert dat de verschillen in opwekkingskosten voor duurzame energie, kernenergie en fossiele energie aanzienlijk. Dit betekent dat nieuwe windturbineparken op land zonder subsidies concurrerend zijn met nieuwe gas-, kolen- en kerncentrales.
- Wind op zee is bij vergelijking (inclusief externe kosten) nog relatief duur. Daarbij passen twee belangrijke kanttekeningen:
  - Op de eerste plaats draaien offshore windturbines zelf op voor de kosten van het aansluiten aan het elektriciteitsnet. Bijvoorbeeld kolencentrales of windturbines op land hebben deze meerkosten niet.
  - Ten tweede zijn de perspectieven voor kostenreducties in de toekomst niet verdisconteerd. Dit is een momentopname anno-2010. De vaste lasten voor duurzame energiebronnen zijn in de afgelopen jaren afgenomen (bij gelijkblijvende kosten van de belangrijkste productiefactoren zoals kosten voor energie, materialen en arbeid). De vaste lasten van fossiele bronnen zijn juist toegenomen. Volgens wetenschappelijke literatuur over leercurves zullen de kosten voor duurzame energieproductie in de komende decennia sneller afnemen dan die voor fossiele energieproductie, die vaak ook nog moeten voldoen aan nieuwe milieueisen. Uit onderzoek in recente literatuur blijkt dat de kosten van nieuwe kerncentrales gemiddeld vier keer hoger uitkomen dan oorspronkelijk begroot. Door de toenemende veiligheidseisen en structurele prijstoenames van bouwmaterialen is er al geruime tijd sprake van een negatieve kostencurve (kostenstijging), anders dan bij duurzame productietechnieken.

#### **Kader: Externe kosten**

Deze studie maakt gebruik van een inschatting van de kosten van de externe effecten van milieuschadelijke emissies (klimaatverandering, verzuring, smog, fijn stof) en van ongelukken bij verschillende energietechnologieën. De externe effecten van activiteiten elders in de keten (bijvoorbeeld mijnbouw, afval) worden niet meegenomen, net zo min als ruimtegebruik, geluid- en zichthinder, de effecten op de leveringszekerheid en de kosten van de inpassing van de technologie in de energiesystemen. De reden daarvoor is dat betrouwbare data ontbreken of dat geen eenduidige methode voor kwantificeren van deze kosten is vast te stellen. De inschatting van de externe kosten is daarmee conservatief. Met name voor de conventionele energietechnologieën vormen deze kosten een ondergrens.

De externe kosten van energie (zoals gezondheids- of milieueffecten) zijn het grootst bij kolencentrales, kleiner bij gascentrales en zeer klein bij windenergie (zie Figuur S - 2). Voor kerncentrales geldt dat de externe kosten voor kernongevallen relatief gering zijn bij een 'risiconeutrale' waardering. Deze studie gaat echter uit van een 'risicomijdende' waardering, waarbij de externe kosten vergelijkbaar worden met die van kolenstroom. Daarbij gaat de studie ervan uit dat een nieuwe kerncentrale geen subsidie of overheidsgaranties krijgt, zoals aangegeven door het kabinet.

- De productiekosten van de meeste conventionele energietechnologieën worden daarnaast bepaald door de kosten van de energiedragers (aardolie, aardgas, steenkool en uranium), zie figuur S-2. De prijs van fossiele energiedragers varieert nogal sterk en stijgt de laatste jaren, mede door de groeiende energievraag in China en India. Duurzame bronnen als zon en wind hebben geen last van deze variabele brandstofprijs. De veronderstelling dat deze prijs het komende decennium hoog zal blijven, en met name voor steenkool, verder zal toenemen, wordt door veel experts gesteund. Voor aardgas is de ontwikkeling in de winning van onconventioneel gas van groot belang. De omvang van de milieueffecten van bepaalde vormen van onconventioneel gas (zoals schalie-gas) staat momenteel echter ter discussie.
- Bij een sterke groei van de ontwikkeling van duurzame energie zal het vereiste budget aanvankelijk toenemen. Daarentegen zullen de meerkosten voor duurzame energie ook sterk dalen: (1) door de kostprijsreductie als gevolg van technologie- en marktontwikkeling, (2) door de stijging van de marktprijs van elektriciteit als gevolg van de stijgende kosten voor fossiel en kern, en (3) door het terugbrengen van de kosten van kapitaal voor duurzame energie (zie figuur S-2).
- Het ontwerp van de overheidsinterventies voor fossiele en kernenergie zal, indien ongewijzigd, resulteren in blijvend hoge budgetten, want die zijn niet of veel minder afhankelijk van leercurves.



Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur S - 2 Overzicht van de opwekkingskosten voor elektriciteit van een aantal technologieën anno 2010: vaste kosten (bouw); marginale kosten (gesplitst in brandstofkosten en kosten CO<sub>2</sub>-emissierechten en bedrijf en onderhoud van de eenheid), inclusief een range voor schattingen; externe kosten (indicatieve referentiewaarden volgens internationale literatuur).

### Perspectief voor effectievere maatregelen

Een (kosten)effectief energie- en klimaatbeleid kan worden bereikt door energie- en brandstofgebruik te belasten op basis van de energie-inhoud en de CO<sub>2</sub>-emissies die vrijkomen bij verbranding. Overheidsinterventies met een zo breed mogelijke grondslag en met een minimum aan vrijstellingen zouden voor alle energiegebruikers en marktpartijen een gelijk speelveld creëren voor investeringen in energiebesparing en hernieuwbare energie. Zo'n speelveld creëert enerzijds een aantrekkelijk investeringsklimaat voor hernieuwbare energie en anderzijds effectieve prikkels om meer te investeren in energiebesparing.

De werkelijkheid is anders, want sommige van de onderzochte vormen van overheidsingrijpen en financiële steun pakken averechts uit voor het milieu of belemmeren het ontstaan van een gelijk speelveld voor hernieuwbare en fossiele energiebronnen.

Deze studie identificeert de volgende mogelijkheden om bij te dragen aan een effectiever klimaat- en energiebeleid:

- De energiebelasting is nu degressief, dat wil zeggen: hoe hoger het verbruik, hoe lager het belastingtarief. Als de leidraad is dat elke gebruiker minimaal de externe kosten van elektriciteit en gas dient te betalen, zouden (gedeeltelijke) vrijstellingen grotendeels moeten verdwijnen. Een uniform belastingtarief voor alle gebruikers is een belangrijke eerste stap op weg naar meer energiebesparing in de industrie en kan de kosten voor het halen van klimaatdoelen aanzienlijk verminderen.
- Het stelsel van belastingen en accijnzen op energieproducten en brandstoffen zou meer in lijn kunnen worden gebracht met de CO<sub>2</sub>-emissies en energie-inhoud van de betreffende brandstoffen. Recent publiceerde de Europese Commissie hiertoe een voorstel voor aanpassing van de bestaande Energiebelastingrichtlijn.
- In 2010 ging nog altijd meer overheidsbudget in de energieproductie naar fossiel dan naar hernieuwbaar, wat niet direct in lijn is met de overheidsdoelstellingen voor verduurzaming van de energievoorziening. Minder steun aan fossiele energieproductie zorgt ervoor dat hernieuwbare energieproductie eenvoudiger een verschil in kosten kan overbruggen.
- Er is perspectief voor het verlagen van projectrisico's voor hernieuwbare energie, waarmee ook de SDE-premie lager kan worden. Dat kan bijvoorbeeld door vergunningsprocedures te verkorten, door aansluiting op het (elektriciteits)net te vergemakkelijken of door een stabielere overheidsbeleid. Niet in alle gevallen zorgt dat voor lagere (maatschappelijke) kosten. Maar bijvoorbeeld versleuteling van kosten voor netaansluiting in transporttarieven voor iedereen maakt de financieringsvoorwaarden voor een windpark aantrekkelijker.
- Internaliseren van de externe kosten – ook bij de conservatieve waarden in deze studie – zou de verschillen in opwekkingskosten voor hernieuwbare energie, kernenergie en fossiele energie aanzienlijk nivelleren. De toename van het aantal concurrerende technologieën maakt een effectiever beleid richting besparing en hernieuwbare energie mogelijk



## Inhoudsopgave

<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>1</b>
1.1	Achtergrond	1
1.2	Doel studie	2
1.3	Opbouw onderzoek	2
1.4	Leeswijzer rapport	2
<b>2</b>	<b>Gebruikte definities en afbakening</b>	<b>3</b>
2.1	Definities	3
2.1.1	Gelijk speelveld	3
2.1.2	Overheidsinterventies versus subsidies	3
2.2	Afbakening	4
2.2.1	Opsplitsing naar energiedragers	4
2.2.2	Technieken en eindverbruikersgroepen	4
2.2.3	Gehanteerd basisjaar	5
<b>3</b>	<b>Geïdentificeerde overheidsinterventies en aanpak</b>	<b>7</b>
3.1	Classificatie van overheidsinterventies	7
3.1.1	Typen overheidsinterventies	7
3.1.2	Aangrijpingspunt	9
3.2	Selectie overheidsinterventies: de long- en shortlist	10
3.3	Aanpak analyse van het speelveld voor elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen	11
3.3.1	Niveau 1: integrale kosten opwekking	12
3.3.2	Niveau 2: effecten overheidsinterventies	12
3.3.3	Niveau 3: externe effecten	14
3.3.4	Rekenmodel effecten overheidsinterventies	17
<b>4</b>	<b>Analyse effecten interventies op energiedragers</b>	<b>21</b>
4.1	Elektriciteit	21
4.1.1	Marktprijzen	22
4.1.1.1	Rekenmodel voor directe opwekkingskosten van technologieën	22



4.1.1.2	Resultaten kostenmodel – directe opwekkingskosten .....	23
4.1.2	Effecten overheidsinterventies .....	27
4.1.3	Externe kosten .....	32
4.2	Warmte .....	33
4.2.1	Marktprijzen .....	35
4.2.2	Effecten overheidsinterventies .....	36
4.3	Transportbrandstoffen .....	37
4.3.1	Marktprijzen .....	39
4.3.2	Effecten overheidsinterventies .....	40
4.4	Totale omvang interventies .....	43
<b>5</b>	<b>Overzicht overheidsinterventies en perspectief voor overheidshandelen</b>	<b>47</b>
5.1	Noodzaak voor een CO <sub>2</sub> -arme economie.....	47
5.2	Elektriciteit .....	47
5.3	Warmte.....	49
5.4	Transportbrandstoffen.....	49
<b>6</b>	<b>Conclusies .....</b>	<b>51</b>
	<b>Referentielijst .....</b>	<b>57</b>
<b>Bijlage A</b>	<b>Longlist overheidsinterventies.....</b>	<b>61</b>
<b>Bijlage B</b>	<b>Factsheets overheidsinterventies (shortlist) .....</b>	<b>65</b>
<b>Bijlage C</b>	<b>Elektriciteitsproductie - karakteristieken en opwekkingskosten.....</b>	<b>84</b>
C 1	Opbrengsten .....	84
C 2	Kosten .....	85
C 3	Resultaten opwekkingskosten.....	87
C 4	Aannames per productietechniek .....	87
C 5	Vergelijking Levelised kosten modellen .....	89
<b>Bijlage D</b>	<b>Samenstelling begeleidingsgroep .....</b>	<b>91</b>

# 1 Inleiding

## 1.1 Achtergrond

In de energiemarkt worden de komende decennia miljarden euro's geïnvesteerd. Met doelstellingen voor klimaatverandering en hernieuwbare energie voor ogen bepaalt de Nederlandse overheid de richting van investeringen en de ontwikkeling van de energievoorziening voor de toekomst. Tegelijkertijd ondervindt de Rijksbegroting de gevolgen van deze keuzes. Zeker in tijden van bezuinigingen rijst de logische vraag hoe de overheid de energiemarkt beïnvloedt, vanuit welke grondslag (waarom), en welke (maatschappelijke) kosten daarmee gepaard gaan.

Regeringen maken na een publieke afweging van deelbelangen beslissingen voor het treffen van voorzieningen of de verstrekking van (publieke) goederen die het algemeen belang dienen. Energie is vanuit de basisbehoefte gedachte lange tijd in publieke handen geweest, maar is sinds de privatisering en liberalisering richting de private sector geschoven. Hiermee is de directe invloed van de overheid afgenomen. Echter, in de huidige energiemarkt bestaan nog altijd verschillende vormen van overheidsinterventies. Deze hadden in het verleden elk hun eigen grondslag, maar tijden veranderen en sommige voorzieningen die in het verleden getroffen zijn sluiten (mogelijk) niet meer aan bij nieuwe doelen van algemeen belang. Steunmaatregelen voor de ontwikkeling van bepaalde (traditionele) economische sectoren kunnen bijvoorbeeld slecht uitpakken voor het beleid aangaande energie, klimaat en zelfvoorzienendheid.

Overheidsingrijpen beïnvloedt dus het speelveld voor hernieuwbare en fossiele energiebronnen. Sommige hobbels in het speelveld hebben nu onbedoelde en soms ongewenste gevolgen. Een goed beeld van de verschillende vormen, alsmede van de effecten van overheidsingrijpen in de energiemarkt, ontbreekt op dit moment. Het is met andere woorden niet volledig duidelijk op welke manieren de overheid het speelveld van de energiemarkt beïnvloedt en hoe groot deze invloed is.

In het licht van de door te voeren bezuinigingen van het huidige Kabinet en de energie- en klimaatdoelstellingen die Nederland in EU-verband op zich heeft genomen, is het relevant om de overheidssteun voor verschillende vormen van energieproductie en- vraag in kaart te brengen.

## 1.2 Doel studie

De centrale vraag waarop dit onderzoek een antwoord zoekt is:

*'Op welke wijze oefent de Nederlandse overheid invloed uit op het speelveld van de energiemarkt en welke mogelijkheden heeft zij om de energiemarkt te reguleren gezien de huidige doelstellingen voor klimaat en energie en de budgettaire beperkingen?'*

Een compleet beeld van het overheidsingrijpen in de Nederlandse energiemarkt ontbreekt, terwijl dit een voorwaarde is om een zinvolle discussie te voeren over het bestaansrecht van de verschillende overheidsinterventies. Pas als een duidelijk beeld bestaat van het geheel van overheidsinterventies en daarmee het speelveld, kan de overheid haar beleid herijken en optimaliseren, tegen de achtergrond van de huidige prioriteiten in het beleid voor energie, klimaat en economie.

## 1.3 Opbouw onderzoek

Dit onderzoek bestaat uit twee fasen.

- 1 De eerste fase van dit onderzoek omvat het identificeren en classificeren van overheidsinterventies in de Nederlandse energiesector. Deze fase resulteert in een overzicht en classificatie van de (belangrijkste) overheidsinterventies.
- 2 Op basis van het overzicht en de classificatie van overheidsinterventies worden de effecten van een selectie overheidsinterventies op de kosten en prijzen van elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen bepaald. Deze analyse geeft inzicht in het speelveld voor de betreffende energiedragers en maakt een vergelijking tussen technologieën mogelijk.

## 1.4 Leeswijzer rapport

Dit rapport start met het geven van een aantal definities die in dit rapport veel gebruikt worden en de afbakening van het onderzoek (hoofdstuk 2). Hoofdstuk 3 gaat in op de wijze waarop de overheidsinterventies geclassificeerd zijn en presenteert vervolgens deze interventies. Hoofdstuk 4 omvat de analyse van het onderzoek. Hier worden de overheidsinterventies op elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen gekwantificeerd. Aan het einde van dit hoofdstuk volgt een totaalbeeld van de overheidsinterventies in de Nederlandse energiemarkt. Het onderzoek besluit met het perspectief voor overheidshandelen (hoofdstuk 5) en de conclusies (hoofdstuk 6).

## 2 Gebruikte definities en afbakening

### 2.1 Definities

#### 2.1.1 Gelijk speelveld

De term gelijk speelveld wordt vaak gebruikt zonder dat er een expliciete definitie of omschrijving van gegeven wordt. Een nadere precisering van de term en de implicaties voor markt- en startkansen is gewenst.

In dit onderzoek hebben we gekozen voor een economische definitie. Er is in dit geval sprake van een gelijk speelveld indien iedereen de kosten betaalt die men zelf veroorzaakt (het kostenveroorzakingsprincipe). Als marktpartijen inderdaad alle relevante kosten betalen die zij zelf veroorzaken en die gemaakt worden om energie bij de eindgebruiker aan te bieden, dan zal dat leiden tot een minimalisatie van:

- de private kosten; en
- de maatschappelijke kosten.

Beide kostenplaatsen onderzoeken we in deze studie. In beide gevallen wordt het gelijke speelveld aangetast en zijn er geen gelijke concurrentievoorwaarden en startkansen op de energiemarkt. Er is, in termen van overheidsinterventies op de energiemarkt(en), wel een belangrijk verschil tussen de twee. In het eerste geval (private kosten) leidt het beoogde of onbeoogde overheidsoptreden ertoe dat niet alle door de producent veroorzaakte (private) kosten in rekening worden gebracht bij de consument en tot uitdrukking komen in de energieprijzen. Door de overheidsinterventie betaalt niet langer alleen de consument voor het gebruik van energie, maar ook de belastingbetaler. De wijze waarop dit kan gebeuren beschrijven we in de volgende paragraaf. In het tweede geval (maatschappelijke of externe kosten) leidt in feite *ontbrekend* overheidsbeleid ertoe dat externe kosten niet in rekening worden gebracht bij de veroorzaker (consument of producent) – de zogenoemde externaliteiten.

#### 2.1.2 Overheidsinterventies versus subsidies

Subsidies worden in de literatuur en het spraakgebruik vaak gelijk gesteld aan directe financiële overheidssteun. In die context is een subsidie een rechtstreekse betaling door een overheid aan een organisatie, producent of consument met het doel bepaalde omstandigheden te verbeteren of de ontplooiing van bepaalde activiteiten te bevorderen.

Deze definitie is beperkt en gaat voorbij aan andere vormen van overheidssteun zoals belastingmaatregelen, handelsbeperkingen, afnameverplichtingen en prijscontroles (EEA, 2004). De OECD (1998) definieert subsidies als 'elke overheidsmaatregel die

ervoor zorgt dat de prijzen voor de consumenten onder marktniveau (of voor de producenten boven marktniveau) komen te liggen of dat de kosten worden verlaagd voor producenten en consumenten.’ Op een vergelijkbare manier definieert UNEP/IEA (2002) een energiesubsidie als ‘elk optreden van de overheid gericht op de energiesector dat de kosten van de productie van energie verlaagt, de prijs voor energieproducenten verhoogt of de prijs betaald door energieconsumenten verlaagt’.

In dit onderzoek hanteren wij een ruimere definitie van subsidies om tevens andere vormen van overheidsingrijpen dan rechtstreekse betalingen te kunnen meenemen. Echter, omdat de term subsidie mogelijk verwarrend kan zijn en over het algemeen een beperkte betekenis kent, hanteren wij in dit onderzoek en rapport de term ‘overheidsinterventies’.

## **2.2 Afbakening**

### **2.2.1 Opsplitsing naar energiedragers**

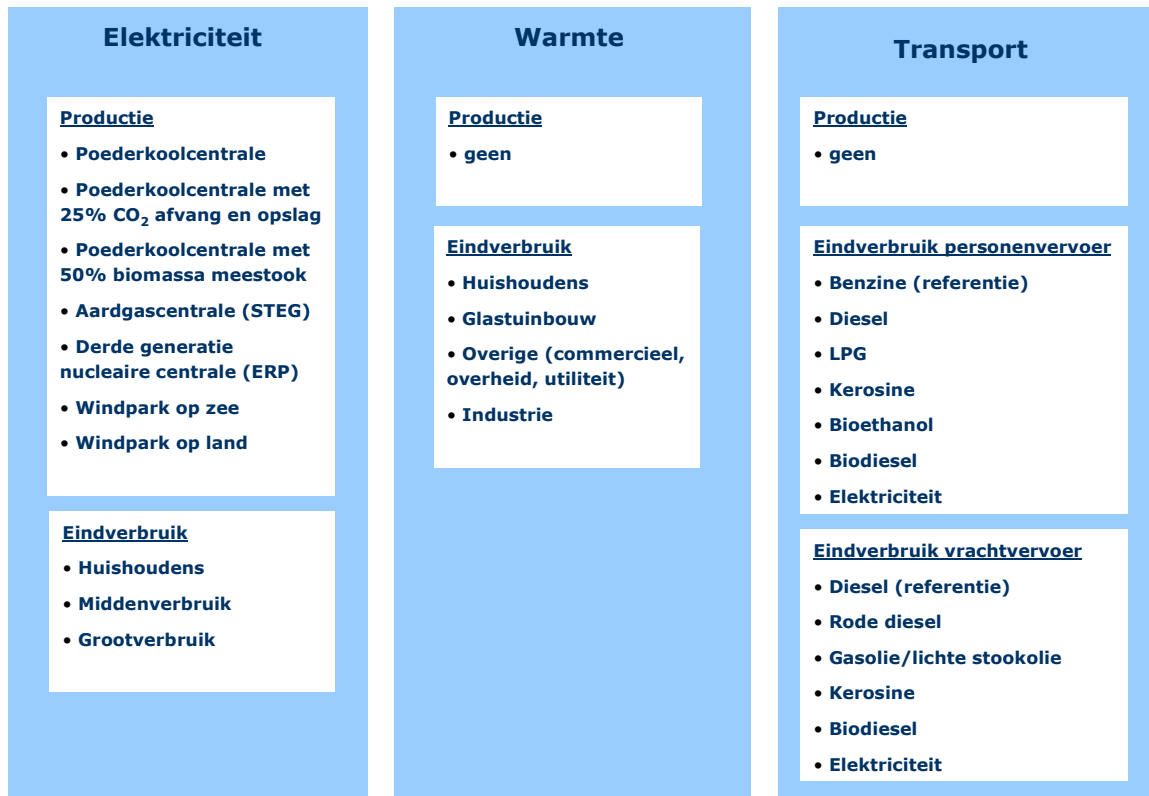
De Nederlandse energiemarkt omvat de markt voor het verhandelen van energie(producten) en grondstoffen. Elektriciteit, (aard)gas en transportbrandstoffen zijn belangrijke energiedragers<sup>1</sup> binnen deze markt. Wij onderscheiden deze drie categorieën energiedragers, omdat de bijbehorende marktsegmenten over het algemeen sterk van elkaar verschillen en elk hun eigen specifieke overheidsinterventies kennen.

### **2.2.2 Technieken en eindverbruikersgroepen**

In dit onderzoek kwantificeren we de effecten van de overheidsinterventies op energieprijzen. Dit houdt in dat we op productietechniek (aanbod) of eindverbruikersniveau (vraag) bepalen welke effecten de overheidsinterventies hebben op de hoogte van de kostprijs van de energiedragers (elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen). Figuur 2 - 1 geeft aan welke technieken en welke eindgebruikersgroepen er voor de verschillende sectoren bepaald zijn.

---

<sup>1</sup> Een energiedrager kan worden omschreven als een medium dat bruikbare energie bevat. Primaire dragers zijn fossiele brandstoffen, uranium en zon. Secundaire dragers zijn geconverteerd naar bijvoorbeeld elektriciteit, benzine of warmte.



Figuur 2 - 1 Overzicht van de technieken en eindverbruikersgroepen in dit onderzoek

### 2.2.3 Gehanteerd basisjaar

In dit onderzoek hanteren we 2010 als basisjaar. Dit is met name belangrijk voor het bepalen van de omvang van overheidsinterventies. Wanneer geen data beschikbaar is voor het jaar 2010 gebruiken we data van eerdere jaren.



## 3 Geïdentificeerde overheidsinterventies en aanpak

### 3.1 Classificatie van overheidsinterventies

De eerste fase van dit onderzoek omvatte een studie naar bestaande overheidsinterventies in de Nederlandse energiemarkt. Een overzicht van deze interventies opgenomen in Bijlage A. De interventies zijn omwille van methodologische redenen geclassificeerd. Deze classificatie wordt hieronder nader toegelicht.

#### 3.1.1 Typen overheidsinterventies

Zoals in paragraaf 2.1.2 is beschreven omvat dit onderzoek zowel directe overheidsbetalingen (de klassieke subsidies) als andere, meer indirecte interventies in de Nederlandse energiemarkt.

We bepalen eerst of er sprake is van een directe of indirecte overheidsinterventie. Directe overheidsinterventies zijn zichtbaar aan de uitgavenkant van de overheidsbegroting. Indirecte overheidsinterventies daarentegen worden vaak niet herkend als subsidie en zijn moeilijk of niet vindbaar op de balans van de overheid (zogenoemde gedeerde inkomsten).

Vervolgens specificeren we de interventies nader volgens de indeling hieronder. Deze indeling is gebaseerd op eerdere studies uitgevoerd door Van Beers en van den Bergh et al. (2002) en ESM (2005). Zij onderscheiden de volgende zes categorieën overheidsinterventies (zie ook Tabel 3 - 1):

- **Directe subsidies:** directe overdracht van middelen door een overheid/publieke instelling aan private partijen. Voorbeelden zijn directe overheidsinterventies voor productie en gebruik van energie, hernieuwbare energie subsidies, R&D, vormen van kredietondersteuning zoals overheidsgaranties voor financiering, garanties met betrekking tot het verzekeren van risico's of bijdragen in kosten van afvalverwerking.
- **Belastingsubsidies:** indirecte overheidsinterventies waarbij sprake is van gedeerde overheidsinkomsten zoals bij belastingen en accijnzen. Verschillen in belastingregimes voor bepaalde sectoren of producten vallen hieronder. Een voorbeeld is het verlaagde tarief voor rode diesel of het glastuinbouwtarief voor de energiebelasting.
- **Publieke verschaffing van goederen:** het leveren van goederen of diensten door de overheid beneden de marktwaarde en niet-financiële maatregelen. Voorbeelden zijn regelgeving betreffende gaswinning (bv. royalty's en andere vergoedingen voor landgebruik) en aansluitvoorwaarden voor nieuw elektrisch productievermogen.
- **Kapitaalsteun:** leningen met een rente onder de marktrente of met zachte aflossingsvoorwaarden. Onder dit type interventie verstaan we ook



overheidsgaranties<sup>2</sup> die financieringsrisico's afdekken bij de bouw van de energiecentrales die samenhangen met kostenoverschrijdingen en uitstel van de inkomsten. De overheidsgarantie zou deze risico's kunnen verkleinen door garant te staan voor de risico's van een deel van de kosten. Als gevolg hiervan kunnen investeerders goedkoper lenen op de kapitaalmarkt. Nederland kent geen traditie op het vlak van overheidsgaranties voor de bouw van nieuwe centrales. In de kamerbrief over de randvoorwaarden voor totstandkoming van nieuwe kerncentrales is opgenomen dat de overheid niet financieel betrokken zal zijn bij de bouw of de exploitatie van de nieuwe kerncentrales, ook niet in de vorm van garanties voor leningen<sup>3</sup>.

- **Prijsregulering:** de overheid stelt minimum- of maximumprijzen. Prijsregulering en hoeveelheidsrestricties zijn voorbeelden van subsidies die via het marktmechanisme worden verschaft en waarbij de overheid geen directe kosten draagt.
- **Hoeveelheidsrestricties:** maatregelen die een minimum afname van een bepaald product garanderen. Net zoals prijsregulering zijn hoeveelheidsrestricties voorbeelden van overheidsinterventies die via het marktmechanisme worden verschaft en waarbij de overheid geen directe kosten draagt. Dit is bijvoorbeeld het geval bij specifiek milieubeleid, zoals het stellen van plafonds en het toewijzen van gratis emissierechten aan deelnemers aan het emissiehandelssysteem.
- **Handelsmaatregelen:** import- en exporttarieven. Deze maatregelen hebben vaak een grote invloed op het functioneren van een open economie zoals Nederland.

Tabel 3 - 1 Overzicht van overheidsinterventies, bronnen: (Van Beers, van den Bergh et al., 2002), (ESM, 2005)

Direct of indirect	Type overheidsinterventie	Voorbeelden
Direct	Subsidie (exploitatie of kapitaal)	Directe overdrachten
Indirect	Belastingsubsidies	Subsidies via belastingbeleid zoals aftrekposten, vrijstellingen, speciale nultarieven etc.
Indirect	Publieke verschaffing van goederen en diensten	Infrastructuur faciliteiten en aanvullende diensten
Indirect	Kapitaalsteun	Preferentiële leningen, kwijtschelden van schulden, overheidsgarantie bij leningen.
Indirect	Prijsregulering	Minimumprijzen- en maximumprijzen
Indirect	Hoeveelheidsrestricties	Voorschriften tot minimale afname van een bepaald product, maximale productiehoeveelheden
Indirect	Handelsmaatregelen	Regulering importen via regels en quota

<sup>2</sup> De overheid gaat een voorwaardelijk risico aan door een garantie te geven voor de terugbetaling en het voldoen van de rente van een door derden aangegane lening.

<sup>3</sup> Brief van de Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie, 11 februari 2011, kamerstuk 32645.

### **Erfenis uit het verleden**

Voor het liberalisering- en privatiseringproces werd de investering in en levering van energie in belangrijke mate als een publieke taak gezien. Energiebedrijven waren in handen van de provinciale en gemeentelijke overheden. Het belang van deze erfenis uit het verleden is kleiner geworden naarmate de meeste van deze investeringen hun technische en economische levensduur naderen. Echter, de interventies hebben nog steeds hun uitwerking op de huidige energiemarkten (Oosterhuis, 2001). In het verleden verleende interventies kunnen zo bijdragen aan een ongelijk speelveld, vooral wanneer lange-termijn investeringen nog niet afgeschreven zijn. De rendementseisen die in het verleden golden (bijvoorbeeld 5% opbrengst op eigen vermogen) resulteren in energieprijzen waartegen meer marktconform gefinancierde productie (met bijvoorbeeld rendementscriteria van 10-11% of meer) niet kan concurreren. Dit geldt ook voor mogelijkheden tot kostendekking door de centrale sturing van de productiemix. Hierdoor zijn de overall kosten van deze voormalig overheidsgefinancierde centrales aanzienlijk lager dan wanneer deze centrales in een commerciële marktomgeving gebouwd zouden zijn. Een deel van de risico's is daarmee op het bord van de belastingbetaler gekomen in plaats van de energieafnemer. Ten opzichte van nieuwe investeringen in hernieuwbare energie, waarvoor de risico's volledig voor rekening komen in de energieprijs, levert dit een ongelijk speelveld op. Ook profiteren de huidige afnemers van aardgas en elektriciteit nog steeds van de staatsgefinancierde investeringen in het Nederlandse aardgasnetwerk. Het belang van staatsgefinancierde investeringen wordt daarbij kleiner naarmate steeds meer van deze centrales de economische levensduur naderen en uit bedrijf worden genomen.

In dit onderzoek hebben we ervoor gekozen deze interventies niet te kwantificeren vanwege de complexiteit van de toenmalige financieringsvoorwaarden, en de moeilijk vast te stellen afschrijvingstermijnen voor deze investeringen.

#### **3.1.2 Aangrijpingspunt**

De effecten die een overheidsinterventie sorteert worden mede bepaald door het aangrijpingspunt van de interventie. Dit is het punt in de keten waar de interventie aangrijpt (ESM, 2005). In deze studie onderscheiden we interventies gericht op *producenten* en interventies gericht op *consumenten*.

Om de effecten van de interventies in de markt goed af te kunnen leiden, hebben we gebruik gemaakt van een boekhoudkundig kader (accounting framework) dat de verschillende overheidsinterventies indeelt in interventies op producenten en op consumenten. Een dergelijk kader is vaak gebruikt ter analyse van ondersteuning in de landbouw en visserijsector (bv. (OECD, 1987; IEA, 1988; Mullen, Sun et al., 2004; OECD, 2010a).

#### **Boekhoudkundig kader**

De productie van (primaire) energie wordt in deze aanpak gerekend tot de producentenkant: de scheidslijn tussen productie en consumptie is getrokken op de

erfafscheiding van de producent van elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen. Elke volgende stap in de energieketen beschouwen wij als 'downstream' richting gebruik en valt onder overheidsinterventies gericht op consumenten.

In combinatie met gegevens over de omvang van de gesubsidieerde productie en consumptie wordt in fase 2 een schatting gemaakt van de steun per liter verbruikte brandstof of de steun per kilowattuur. In deze accountingaanpak is per interventie gekeken naar de relevante productie of consumptie waaraan de interventie kan worden toegerekend.

### **3.2 Selectie overheidsinterventies: de long- en shortlist**

Op basis van beschikbare literatuur en openbare stukken maken wij een overzicht van de overheidsinterventies in de energiemarkt die in het jaar 2010 bestonden. Het doel is te komen tot een overzicht van bestaande overheidsinterventies die het speelveld voor hernieuwbare - en fossiele energie verstoren. Dit overzicht vormt de zogenoemde 'longlist' (zie Bijlage A).

Binnen het kader van deze studie is het niet mogelijk om alle interventies te kwantificeren. Daar waar directe subsidies vindbaar zijn op de Rijksbegroting, zijn meer indirecte subsidies of interventies dit vaak niet. De meeste bestaande studies die deze laatste categorie kwantificeren zijn door de tijd ingehaald en op sommige onderdelen niet meer relevant of kennen andere uitgangspunten.

Daarom is op basis van de longlist een selectie gemaakt van interventies die onderwerp zijn van een nadere kwantificering. Wij gebruiken de term 'shortlist' voor deze interventies.

#### **De shortlist – geselecteerde interventies voor nadere kwantificering:**

De shortlist is samengesteld op basis van de volgende factoren:

- 1** De omvang van een interventie: interventies met een beperkte omvang worden niet meegenomen in de verdere analyse;
- 2** De onbetwistbaarheid van een interventie: wanneer een maatregel niet onbetwistbaar aangemerkt kan worden als overheidsinterventie kan deze buiten de shortlist gelaten worden;
- 3** Goede weergave sector: de gekozen interventies dienen een goede weergave te vormen van de interventies die het speelveld beïnvloeden.

In de factsheets in Bijlage B wordt een gedetailleerde beschrijving gegeven van de interventies op de shortlist. Iedere factsheet geeft de volgende informatie over de overheidsinterventie:

- Beschrijving van de overheidsinterventie;
- Het beoogde effect of initieel doel van de interventie (vanuit het perspectief van de overheid);
- Startjaar: het jaar van invoering van de maatregel;
- Het betreffende marktsegment (elektriciteit, warmte, transportbrandstoffen);

- Sector (fossiele energie, kernenergie, hernieuwbare energie, energiebesparing);
- Type overheidsinterventie (volgens typologie uit Tabel 3 - 1);
- Aangrijpingspunt overheidsinterventie (producent, consument);
- Totale jaarlijkse omvang van de interventie in euro's (uit de bestaande literatuur, of op basis van eigen berekening);
- Kwantificering van de interventie: de methode voor de berekening van de effecten van de interventies op de kostprijs van elektriciteit (€/kWh), warmte (€/GJ) en transportbrandstoffen (€/liter) wordt toegelicht.

De volgende overheidsinterventies zijn onderdeel van de analyse in hoofdstuk 4:

#### **Elektriciteit:**

- Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP) en Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE);
- Energiebelasting (EB) - Verlaagde tarieven elektriciteit voor grootverbruikers;
- Afkoop emissierechten door de Nederlandse staat van acht bedrijven (vanaf 2013)
- Wet aansprakelijkheid kernongevallen (WAKO);
- CO<sub>2</sub> Afvang en Opslag (CCS) - diverse meerjarige subsidies;
- Energiebelasting - Vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie;
- Beveiliging nucleaire installaties en transporten;
- Energie-investeringsaftrek (EIA);
- Regeling groenprojecten: heffingskorting groen beleggen en vrijstelling groen beleggen forfaitair rendement.

#### **Warmte:**

- Energiebelasting (EB) - verlaagde tarieven gas voor glastuinbouw;
- Energiebelasting (EB) - Verlaagde tarieven gas voor grootverbruikers.

#### **Transportbrandstoffen:**

- Brandstofaccijns - verlaagde tarieven LPG;
- Brandstofaccijns - vrijstellingen voor kerosine;
- Brandstofaccijns - verlaagde tarieven rode diesel;
- Brandstofaccijns- vrijstelling scheepvaart;
- Bijmengverplichting biobrandstoffen.

In hoofdstuk 4 worden de effecten van deze overheidsinterventies en de externe kosten nader gekwantificeerd.

### **3.3 Aanpak analyse van het speelveld voor elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen**

In deze fase kwantificeren we de overheidsinterventies van de shortlist. Om de opbouw van energieprijzen voor elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen te laten zien, maken we onderscheid in de volgende drie niveaus:

- Niveau 1: integrale kosten opwekking;
- Niveau 2: effecten overheidsinterventies; en
- Niveau 3: externe effecten.

### 3.3.1 Niveau 1: integrale kosten opwekking

De basis van vergelijking voor de overheidsinterventies en de externe kosten zijn de marktprijzen van de belangrijkste technieken voor elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen. In deze studie gebruiken we marktprijzen, omdat deze prijzen de inzet van fossiele en hernieuwbare energie in onze huidige economie bepalen, inclusief een winstmarge voor de producent.

Voor analyse van elektriciteit is een integrale kostprijsbenadering gehanteerd die in de literatuur ook wel 'levelised electricity generation cost pricing' (LEGC) wordt genoemd. Met behulp van deze methode is het mogelijk de rol van investeringskosten en operationele kosten van verschillende investeringen over hun economische levensduur te beoordelen. Met behulp van deze methode is het ook mogelijk de integrale elektriciteitskosten van verschillende technieken onderling te vergelijken. Een belangrijke beperking voor toepassing is het ontbreken van financieringsaspecten. Binnen de LEGC-methoden wordt namelijk een schatting gemaakt van de kosten van alle onderdelen waarvan wordt aangenomen dat deze ogenblikkelijk in elkaar worden gezet. Echter de bouw ervan moet ook gefinancierd worden. Hierdoor is er in deze formele modelbenadering geen plek voor bouwrentes.

De financieringskosten zijn echter sterk bepalend voor de kosten van stroomproductie uit kapitaalintensieve investeringen in kolencentrales, kerncentrales en windenergie, en dan in het bijzonder de opties met een relatief lange bouwperiode (met beslag op kapitaal maar zonder stroomopbrengst).

Deze financieringskosten zijn meegenomen door rentekosten en afschrijving mee te nemen op basis van een eenvoudig annuitair afschrijvingsschema. Tenslotte hebben we bouwrentes apart bepaald op basis van de gemiddelde bouw tijden van de centrales, aangezien in het LEGC-model wordt aangenomen dat stroomproductie plaatsvindt op  $t+1$ , onmiddellijk na de investering in het jaar  $= t$ . Het model en de uitgangspunten worden nader uitgelegd in paragraaf 3.3.4.

### 3.3.2 Niveau 2: effecten overheidsinterventies

In niveau 2 laten we zien welke belastingen, subsidies en maatregelen bovenop de marktprijzen uit niveau 1 komen. We brengen per energiedrager (bijv. elektriciteit) en voor een selectie van technologieën (bijv. wind op zee) in kaart welke overheidsinterventies van toepassing zijn. Hierbij geven we weer waar de interventies aangrijpen, bij de producent of bij de consument. Daarnaast bepalen we hoe groot het effect is van de interventie door het effect te berekenen in een voor onderlinge vergelijking geschikte eenheid (€ct/kWh).

#### Keuze voor baseline

Het kwantificeren van interventies gaat onvermijdelijk gepaard met een aantal methodologische problemen (Oosterhuis, 2001). Het belangrijkste probleem is de

keuze voor de baseline die sterk bepalend is voor de omvang van de bedragen die kunnen worden toegerekend aan de interventies. Belastingen op milieu kennen in Nederland verschillende overwegingen. Milieubelastingen dragen bij aan de Nederlandse milieudoelen, ze corrigeren marktfalen (internalisering van externe kosten) en komen tegemoet aan ons rechtvaardigheidsgevoel (de vervuiler betaalt). Een belangrijk argument daarnaast is de vergroening van het belastingstelsel: milieubelastingen bieden de mogelijkheid om de belasting op arbeid te verlagen. De afgelopen jaren stond de verschuiving van de lasten op arbeid naar belasting op milieugrondslag centraal bij de invoering en geleidelijke verhoging van de (R)EB. Er wordt in dit verband wel gesproken over een tweesnijdend zwaard. De werkgelegenheid wordt gestimuleerd en de aantasting van milieu wordt tegengegaan. Daarbij kan het hoofddaccent zelfs op de budgettaire overweging liggen. Bij accijnzen op motorbrandstoffen staat het budgettaire motief bijvoorbeeld op de eerste plaats.

Het palet aan verschillende motieven voor de belastingen op milieu en energie in Nederland maken het lastig om te komen tot een uniforme en objectieve baseline voor een heffingshoogte. De overweging dat de overheid een zekere hoeveelheid belastinginkomsten nodig heeft om overheidsuitgaven te financieren leidt tot een andere referentie dan de overweging dat belastingheffing gericht dient te zijn op het corrigeren van marktfalen door internalisering van externe kosten. De baseline kan op verschillende manieren worden bepaald:

- 1** Externe kosten: de referentiehoogte van de belasting wordt vastgesteld op basis van de hoogte van de externe kosten.
- 2** Budgettaire: de referentiehoogte van de belasting wordt bepaald door de noodzaak van de overheid een zekere hoeveelheid belastinginkomsten te verwerven op basis van groene belastingen. Vanuit die optiek kan een gemiddeld belastingtarief worden bepaald op basis van huidige belastinginkomsten en de huidige belastbare markt volumes van de energieproducten. De motivatie voor een gemiddeld tarief is dat voor de verschillende gebruikers zo veel mogelijk een gelijk speelveld moet gelden om ervoor te zorgen dat een zo breed mogelijke besparingsprikkel ontstaat.
- 3** Hoogste tarief: de referentiehoogte wordt bepaald als onder 2 met het verschil dat het referentietarief niet het gemiddelde tarief is maar het hoogste tarief waar de gebruikersgroep mee wordt geconfronteerd. Voor de Energiebelasting zou dit bijvoorbeeld kunnen betekenen dat de eerste (huishoudens) of twee schijf (klein zakelijk verbruik) als referentietarief wordt beschouwd.

### **Baseline op basis van externe kosten**

In deze studie kiezen we voor de eerste benadering, aangezien economisch gezien een heffing ter hoogte van de (marginale) externe kosten leidt tot welvaartsoptimalisatie. In deze optiek is het niveau van belastingheffing ter hoogte van de externe kosten het meest optimaal. Een overheidsinterventie is dus een belastingtarief voor een gebruiksgroep die onder het niveau van de externe kosten ligt. In sommige gevallen waarin de externe kosten juist onder het huidige belastingniveau liggen, is sprake van een 'overshoot'. In dat geval wordt er meer belasting betaald ten opzichte van het

niveau van externe kosten. Dit geldt in het bijzonder voor de Energiebelasting op elektriciteit in de eerste schijven. Voor de hogere schijven is er sprake van een korting ten opzichte van het niveau van de externe kosten.

Ter illustratie, het huidige EB-tarief voor de eerste schijf komt overeen met 11 €/kWh, terwijl op basis van externe kosten een tarief van 2 €/kWh gerechtvaardigd zou zijn. Voor huishoudens is er dus sprake van een 'overshoot'. In deze studie zullen we zowel het surplus als het tekort laten zien, zonder deze te salderen.

Bij de interpretatie van de uitkomsten moet bedacht worden dat naast externe kosten andere argumenten kunnen bestaan voor energiebelastingen. In een periode waarin sterk bezuinigd dient te worden op overheidsuitgaven is het uitgangspunt belastingen niet verder te verlagen (in feite overweging 2). De externe kosten zijn een goed hulpmiddel om belangrijke belastinglekken op het spoor te komen.

De baseline voor externe kosten wordt bepaald voor een drietal energiedragers: elektriciteit, warmte en transport:

- **Elektriciteit:** De externe kosten per kWh zijn zeer globaal bepaald op basis van de emissies van de gemiddelde binnenlandse productiemix en schaduw prijzen die door CE Delft zijn ontwikkeld<sup>4</sup>. Voor CO<sub>2</sub> hanteren we een schaduw prijs van 50 €/ton, waarvan 15 €/ton reeds geïnternaliseerd is in de directe opwekkingskosten door middel van het emissiehandelssysteem. Per saldo resteert een niet geïnternaliseerd extern effect van 35 €/ton voor CO<sub>2</sub>. We benadrukken dat 2,0 €/kWh een conservatieve schatting is waarin niet alle externe effecten zijn meegenomen, zoals ruimtegebruik, natuur, voorzieningszekerheid en betrouwbaarheid.
- **Warmte:** hier is een vergelijkbare benadering gevolgd om de externe kosten te bepalen per GJ. Onze globale schatting komt uit op 5 €/GJ (2 €/kWh). Ook dit betreft een conservatieve schatting omdat niet alle externe effecten gemonetariseerd kunnen worden.
- **Transport.** Voor het bepalen van de externe kosten is er rekening mee gehouden dat voor een moderne benzineauto geldt dat de gemiddelde externe kosten worden gedekt door de betaalde heffingen. We gaan ervan uit dat dit niveau wordt afgedekt met de huidige accijns op benzine (72 €/liter)<sup>5</sup>.

### 3.3.3 Niveau 3: externe effecten

Bij elektriciteit- of warmteproductie kunnen externe kosten of baten ontstaan. Hiervan is sprake wanneer bij het produceren van elektriciteit of warmte negatieve of positieve effecten ontstaan die ten laste komen van derden en niet in de kosten van de exploitant zijn verwerkt (ECN, 2008). De relatieve omvang van deze externe kosten zal in de regel verschillen per wijze van productie.

De volgende externe effecten zijn in beeld gebracht:

<sup>4</sup> CE Delft, Handboek Schaduw prijzen, 2010

<sup>5</sup> Overigens is het zo dat een aanzienlijk deel van de externe kosten veroorzaakt wordt door gereden kilometers in plaats van gebruik van brandstof. Voor deze variabele externe kosten is dus het aantal gereden kilometers een betere parameter dan heffing op basis van brandstofverbruik.

- Kosten van milieuschadelijke emissies;
- Kosten van ongelukken.

### Milieuschadelijke emissies

Bij de technische aannames over de technologieën zijn we uitgegaan van nieuwe technologieën zoals die anno 2011 gebouwd kunnen worden. Voor de milieuschadelijke emissies is gekeken naar CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, PM10, PM2.5 en NMVOS. Hierbij is uitgegaan van emissies die ontstaan bij de centrale zelf. Emissies in de keten zijn niet berekend. Voor het bereken van externe kosten is uitgegaan van schaduwrijzen op basis van de methodologie uit het Handboek Schaduwprijzen (CE, 2010b). Hierbij is uitgegaan van schadekosten met uitzondering van klimaatverandering waarvoor de preventiekostenbenadering is gehanteerd<sup>6</sup>.

Voor de prijs van CO<sub>2</sub> gaat het NEEDS-project (NEEDS, 2008) uit van 25 €/tCO<sub>2</sub> (voor 2008). We zijn uitgegaan van een hogere inschatting op basis van een EU-emissiereductiedoelstelling voor CO<sub>2</sub> van -30%. Hierbij hoort een CO<sub>2</sub>-prijs van 50 €/ton. De gebruikte set schaduwrijzen is weergegeven in Tabel 3 - 2.

Tabel 3 - 2 Overzicht van gehanteerde schaduwrijzen (CE, 2010b)

	Schaduwrijzen € <sub>2008</sub> /kg
CO <sub>2</sub>	0,05 (waarvan 0,015 reeds in directe kosten)
CH <sub>4</sub>	1,25
NO <sub>x</sub>	10,6
SO <sub>2</sub>	15,4
NH <sub>3</sub>	27,8
NMVOS	2,54
PM10 (fijn stof)	41
PM2.5 (fijn stof)	64,8

Voor CO<sub>2</sub> emissies geldt dat een deel van de externe kosten reeds geïnternaliseerd is in verband met vigerend beleid (EU ETS). Voor de prijs van emissierechten nemen we in deze studie 15 €/tCO<sub>2</sub> aan, deze is in mindering gebracht op de 50 €/tCO<sub>2</sub>.

### Ongelukken

Externe kosten van risico's op ongelukken worden door twee zaken bepaald. Aan de ene kant simpelweg de verwachtingswaarde van het risico: kans maal effect. Aan de andere kant speelt bij risico's met kleine kans, maar grote gevolgen, de risico-aversie een belangrijke rol. Risico-aversie staat voor het verschijnsel dat individuen of bedrijven risico's die een gelijke verwachtingswaarde hebben, niet dezelfde waarde

<sup>6</sup> De schatting van de externe kosten van elektriciteitsopwekking van deze technologieën is gebaseerd op resultaten uit het Europese ExternE onderzoek en vervolprojecten (NEEDS). Schaduwprijzen zijn afgeleid uit het NEEDS project, de laatste fase van de ExternE serie (het project werd afgesloten in 2008). De resultaten van het ExternE onderzoek en vervolprojecten worden breed gedragen in Europa.



toekennen als de kans dat ze zullen optreden sterk verschillend is. De aversiefactor wordt hoger bij een kleinere kans op een ongeluk.

Er is geen wetenschappelijke consensus over welke benadering gevolgd zou moeten worden om externe veiligheidsrisico's van kernenergie te waarderen (ECN, 2010). Het schatten van deze schade van kernongevallen met grote gevolgen kent grote onzekerheden en dit soort ongelukken komen niet vaak voor.

De studie voor VME (CE, 2010c) rekt voor verschillende opwekkingstechnieken schadekosten uit voor het kwantificeren van risico's op ongelukken. Hierbij zijn zowel risico-neutrale waarden als risico-averse waarden bepaald, zie Tabel 3 - 3. In dit rapport is voor het laten zien van de externe kosten gerekend met de risico-averse waarden.

Tabel 3 - 3 Schadekosten voor verschillende opwekkingstechnieken Bron: (CE, 2010c) gebaseerd op berekeningen uit (Jonkman, Gelder et al., 2003; Hirschberg, Burgher et al., 2004)

	<b>Risiconeutraal, schade uit directe doden, OECD landen</b>	<b>Risico-aversie-factor</b>	<b>Risico-avers, totale schade uit ongelukken (incl. lange termijn schade)</b>
	(€ct/kWh)		(€ct/kWh)
Kolen	0,00065	10	0,0065
Gas	0,00050	20	0,010
Nucleair	0,0000037	708	2,3
Biomassa	~0	-	~0
Wind	~0	-	~0

De mate van risicoaversie van consumenten als marktpartijen is niet bekend. In CE Delft (2010c) zijn aversiefactoren geschat op basis van de statistieken van ongelukken uit Hirschberg, Burgher et al. (2004). De risico-aversiefactor voor kernenergie is bepaald aan de hand van de kans op een ongeluk met dezelfde gevolgen als Tsjernobyl van 2:1.000.000 per GWjaar.

De risiconeutrale externe kosten van ongevallen in de zin van directe doden van ongelukken is weergegeven in de linkerkolom van tabel 3-3. Deze externe kosten worden vermenigvuldigd met de risico-aversiefactor. Voor kernenergie is ook een bedrag voor lange termijn schade op basis van de gevolgen van Tsjernobyl opgenomen. Voor Wit-Rusland en Oekraïne is geschat dat de schade zich in de eerste 30 jaar na de ramp in Tsjernobyl \$436 mld bedraagt (CE, 2007). Aangenomen dat deze schade niet is geïnternaliseerd in de vorm van verzekeringen, is dit bedrag, verdeeld over alle nucleaire energie die wereldwijd in de afgelopen 30 jaar is geproduceerd, risiconeutraal 0,0033 €ct/kWh. Dit is dus duidelijk meer dan de kosten van alleen directe doden. Risico-avers is dit bedrag 2,3 €ct/kWh.

De risiconeutrale benadering is gehanteerd voor het kwantificeren van overheidsinterventies met betrekking tot ongedekte risico's van ongelukken met

elektriciteitscentrales. De redenering hierachter is dat de overheid een neutrale afweging zal maken of deze risico's verantwoord zijn.

Voor het bepalen van de externe kosten gaan we uit van risico-averse waardering van de kans op een kernongeluk.

Niet meegenomen in de schattingen van externe effecten zijn:

- De externe kosten van ruimtegebruik;
- De externe kosten van zichthinder en horizonvervuiling;
- De externe kosten van balans/ flexibiliteit.

Wanneer het aandeel energie afkomstig uit hernieuwbare energiebronnen groeit zal dit aanleiding geven tot (externe) kosten in verband met de noodzaak van het aanhouden van meer flexibele energiebronnen. Intermitterende energiebronnen die een schommelend productiepatroon vertonen, zoals windenergie, zullen ingepast moeten worden in de energiemix. Hernieuwbare elektriciteit kan invloed hebben op de betrouwbaarheid van de stroomvoorziening en de acties die nodig zijn om in deze betrouwbaarheid te voorzien. Dit betekent dat gezorgd moet worden dat er op elk moment voldoende aanbod is om aan de vraag te voldoen, en andersom, dat eventuele aanbodoverschotten kunnen worden opgevangen in het systeem. In de onbalansmarkt staan aanbieders klaar om extra elektriciteit te produceren als er een tekort is of de productie terug te schroeven in geval van een overschot aan elektriciteit. Men zou kunnen zeggen dat op deze manier de onbalanskosten van de verschillende technieken in de stroomprijzen worden geïnternaliseerd.

### **3.3.4 Rekenmodel effecten overheidsinterventies**

Voor het kwantificeren en inzichtelijk maken van de omvang van de overheidsinterventies is een rekenmodel opgesteld. Het rekenmodel becijfert voor de energiedragers elektriciteit, warmte en transport het effect van de geselecteerde interventies op de kostprijzen en eindgebruikersprijzen. Daarbij is onderscheid gemaakt tussen interventies die aangrijpen bij de energieproducent en de energieconsument (zie aangrijpingspunt long list). Een interventie die aangrijpt bij de producent verandert de relatieve prijzen tussen fossiele en hernieuwbare energieproductie, waardoor de relatieve aantrekkelijkheid (winstgevendheid) van hernieuwbare energie, fossiele energie en kernenergie verandert. Bij deze doorrekening gaan we uit van een goed werkende markt waarbij kostprijznadelen en -voordelen worden doorberekend in de prijs. In het rekenmodel is dit alleen het geval voor het segment elektriciteit. Voor transport en warmte zijn alleen de effecten van de eindgebruikersinterventies op de energieprijzen doorgerekend. Ook hier is aangenomen dat interventies geen invloed hebben op de commodityprijs van het energieproduct. Voor het kwantificeren van prijsvoor- en -nadelen is telkens een verschillende referentiebrandstof gehanteerd. De keuze voor de referentie voor het betreffende marktsegment lichten we toe in hoofdstuk 4.

Het rekenmodel bevat de volgende modules:

- Marktprijzen van energiecommodities (per gebruikersgroep of gebruiksdoel);

- Opwekkingskosten van elektriciteitstechnieken (per technologie);
- Omvang van overheidsinterventies (per technologie, gebruikersgroep en/of gebruiksdoel), en;
- Toerekening van de overheidsinterventies aan de relevante productie- en markt volumes. Deze lichten we hieronder nader toe.

### Toerekening exploitatie en kapitaalsubsidies

Exploitatie en kapitaalsubsidies worden verstrekt in verschillende vormen. Het gaat om eenmalige bijdragen aan kapitaal- of financieringskosten of jaarlijkse bijdragen aan de exploitatie van een techniek, bijvoorbeeld gerelateerd aan de stroomproductie van hernieuwbare energie. In deze studie (en in het rekenmodel) zijn wij uitgegaan van een benadering van de daadwerkelijke kasuitgaven anno 2009-2010 in de verschillende regelingen.

Voor de MEP en SDE zou beargumenteerd kunnen worden dat het onrendabele-topbedrag genomen kan worden als benadering voor het prijseffect van deze subsidie. We hebben gekozen voor de daadwerkelijk kasuitgaven om de volgende redenen:

- In de SDE geldt een correctie achteraf op de feitelijke elektriciteitsprijs;
- De bedragen zijn gemaximeerd op 1760 vollasturen. Het is niet mogelijk om in een jaar meer dan dit bedrag aan subsidie te verkrijgen.

Tabel 3 - 4 geeft de aannames om éénmalige en jaarlijkse subsidies toe te rekenen aan het relevante productievolume.

Tabel 3 - 4 Gehanteerde methode om exploitatie- en kapitaalsubsidies om te rekenen

Omvang interventie gespecificeerd als	Omrekening
Exploitatiesubsidie (jaarlijks)	Feitelijke financiële omvang is gerelateerd aan het daarbij behorende jaarlijkse reële volume elektriciteit (kWh), warmte (GJ) of motorbrandstof (liters) waarop deze subsidie betrekking heeft.
Kapitaalsubsidie (eenmalig)	Feitelijke financiële omvang wordt conform de aannames van het rekenmodel omgerekend naar een bedrag per volume-eenheid energie (kWh, GJ of liters). Voor een elektriciteitscentrale wordt de kapitaalsubsidie gedeeld door de cumulatieve jaaropbrengst tijdens levensduur van de centrale. Deze fysieke productie is verdisconteerd met een rentevoet van 12,5%.

## 4 Analyse effecten interventies op energiedragers

### 4.1 Elektriciteit

De Nederlandse overheid bemoeit zich net als in andere landen actief met de elektriciteitsmarkt, omdat op deze markt sprake is van publieke belangen. De mate waarin de overheid ingrijpt, is sinds de liberalisering wel afgenomen.

De belangrijkste interventie door de overheid gericht op het eindverbruik van elektriciteit is de Energiebelasting. Deze belasting is ingevoerd als onderdeel van de vergroening van het belastingstelsel door de twee parse kabinetten. De heffing is budgetneutraal ingevoerd, dat wil zeggen: tegelijkertijd met de invoering van de (R)EB zijn de inkomstenbelastingen met een bedrag gelijk aan de opbrengst van de (R)EB verlaagd. De EB heeft tot doel een efficiënt gebruik van energie te stimuleren.

Nederland kent een degressief stelsel van Energiebelasting (EB). De belasting per kilowattuur daalt in vijf verbruiksstaffels naarmate meer gebruikt wordt. Dit impliceert dat de EB leidt tot een verschillende belastingdruk per kWh voor klein-, midden- en grootverbruikers. De EB grijpt aan op de consumptie van stroom en maakt geen onderscheid naar de wijze van opwekking.

Naast de degressieve tarieven geldt er een EB-vrijstelling voor verschillende productieprocessen (zoals het duaal gebruik van energieproducten, chemische reductie en metallurgische en elektrolytische procedés) en energie-intensieve bedrijven die deelnemen aan een Energieconvenant.

Ingrijpen in de elektriciteitsmarkt door de overheid vindt tevens plaats aan de productiekant. De overheid stimuleert het gebruik van hernieuwbare energiebronnen voor het produceren van elektriciteit. Om dit te bereiken worden hernieuwbare bronnen die nu nog te duur zijn om tegen marktconforme prijzen te kunnen concurreren gesubsidieerd via o.a. de MEP en de SDE.

Verhandelbare CO<sub>2</sub>-emissierechten geven bedrijven een stimulans om hun stroom met zo min mogelijk CO<sub>2</sub>-uitstoot op te wekken. Deze uitstootrechten zijn in eerste instantie aan de energiebedrijven gratis uitgedeeld, die de *opportunity costs* voor een belangrijk deel wel in hun tarieven hebben doorberekend. Vanaf 2013 worden deze rechten voor de elektriciteitsproductie jaarlijks geveild, hetgeen uitgangspunt is geweest bij het vaststellen en kwantificeren van interventies<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Vanaf 2013 jaarlijks en 1,74% minder; die afname zet na 2020 door. Van de beschikbare emissierechten wordt 5% centraal gereserveerd voor nieuwkomers.

Naast deze regelingen gelden techniek-specifieke overheidsinterventies die betrekking hebben op stroomproductie in kerncentrales en kolencentrales met Carbon Capture and Storage (CCS).

### **Keuze voor referentie**

Om de omvang van interventies te kwantificeren zijn de verschillende tarieven van de Energiebelasting afgezet ten opzichte van de externe kosten van de Nederlandse productiemix. Dat wil zeggen dat in deze benadering de tarieven voor midden- en grootverbruik als belastingvermindering worden gezien voor de betreffende gebruikers ten opzichte van het niveau van de externe kosten.

#### **4.1.1 Marktprijzen**

Voor de verschillende technologieopties zijn de opwekkingskosten van de technologieën uitgerekend aan de hand van een rekenmodel.

##### **4.1.1.1 Rekenmodel voor directe opwekkingskosten van technologieën**

Voor het berekenen van de directe productiekosten van de verschillende elektriciteitsopwekkings technologieën is een rekenmodel ingezet dat eerder ook is gebruikt voor het rapport "VME Energy Transition Strategy" (CE, 2010c). Waar nodig zijn gegevens herzien.

Tot de directe productiekosten worden gerekend:

- Vaste kosten verband houdend met de (afschrijving) op de investering en de vaste onderhoudskosten;
- Variabele kosten: variabele onderhoudskosten, brandstof en CO<sub>2</sub>-kosten.

De directe kosten worden berekend via de methode *Levelised Cost of Electricity* (LCOE). LCOE is een economische waardering van de kosten van een technologie voor elektriciteitsopwekking die alle kosten over de levensduur omvatten

De berekening wordt gemaakt voor een nieuwe basislastcentrale. De opgenomen technologieën zijn:

- Poederkoolcentrale;
- Poederkoolcentrale met 25% CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag;
- Poederkoolcentrale met 50% biomassa meestook;
- Aardgas centrale (STEG);
- Derde generatie nucleaire centrale (EPR);
- Wind op zee;
- Wind op land.

Nadere beschrijvingen van de technologieën en parameters per technologie zijn opgenomen in Bijlage C. Voor alle soorten centrales is de best beschikbare technologie aangenomen, we gaan met andere woorden uit van de situatie voor een investeerder anno nu. De belangrijkste parameters staan in Tabel 4 - 1.

Tabel 4 - 1 Belangrijke parameters voor de berekening van de directe opwekkingskosten (middenwaardes)

Post	Waarde	Onder-/ bovengrens
CO <sub>2</sub> -prijs	15 €/ton	
Brandstofprijs gas (ENDEX TTF gas, 2011) <sup>8</sup>	7,3 €/GJ	+/-3% per jaar
Brandstofprijs kolen (Persoonlijke communicatie Eneco, 2011)	2,4 €/GJ	+/-1% per jaar
Brandstofprijs biomassa (APX-ENDEX, 2011) <sup>9</sup>	7,8 €/GJ	+/-2% per jaar
Prijs verrijkt uranium (World Nuclear Association, 2011) <sup>10</sup>	1,938 €/kg	+/-1% per jaar
Vollasturen per jaar (alle centrales als basislastcentrale)	7,000 (80%)	+/- 500
Vollasturen per jaar, kern	7,900 (90%)	+500 / -400
Vollasturen per jaar, wind op zee	3,676	+/- 263
Vollasturen per jaar, wind op land	2,229	+/- 160
Marktrente op vreemd vermogen (nominaal)	5%	
Marktrente op vreemd vermogen; offshore wind (nominaal)	7%	
Verhouding vreemd vermogen/eigen vermogen	70% / 30%	
Verhouding VV/EV bij wind op zee en kernenergie	60% / 40%	
Levensduur (~, kern) (jaren)	20 (30)	
Rentabiliteitseis eigen vermogen, discontovoet LCOE berekening	12,5 %	+/- 2,5%

Voor het aantal vollasturen, de discontovoet, de investeringskosten en de kosten van brandstof worden bandbreedtes aangehouden om zo een ondergrens en een bovengrens te kunnen geven.

#### 4.1.1.2 Resultaten kostenmodel – directe opwekkingskosten

De directe kosten van bouw, onderhoud en exploitatie van nieuwe centrales en de brandstofkosten komen automatisch voor rekening van de investeerder. De investeerder rekent deze kosten door in de prijs voor de opgewekte elektriciteit.

De directe kosten van de onderscheiden technieken die kunnen worden ingezet voor basislast elektriciteitsopwekking zijn weergegeven in Figuur 4 - 1. Windenergie op zee en kernenergie hebben de hoogste opwekkingskosten. Op hoofdlijnen worden stroomopwekkingskosten van conventionele productie-eenheden bepaald door de prijzen van fossiele brandstoffen en worden de stroomopwekkingskosten van kerncentrales en windenergie in belangrijke mate door de investeringen bepaald. Investeren in windenergie en kernenergie is kapitaalintensief, maar als deze centrales er eenmaal staan kunnen deze tegen lage marginale kosten produceren wanneer de productie-eenheden voldoende lang in bedrijf kunnen worden gehouden. De figuur maakt verder duidelijk dat niet alle technieken (kernenergie, wind op land en wind op zee) in dat opzicht rendabel zijn. Voor wind op land geldt dat deze bijna rendabel is. Figuur 4 - 1 is een momentopname van de kosten van elektriciteitsopwekking en geeft geen inzicht in verwachte toekomstige ontwikkelingen. Voor nieuwe

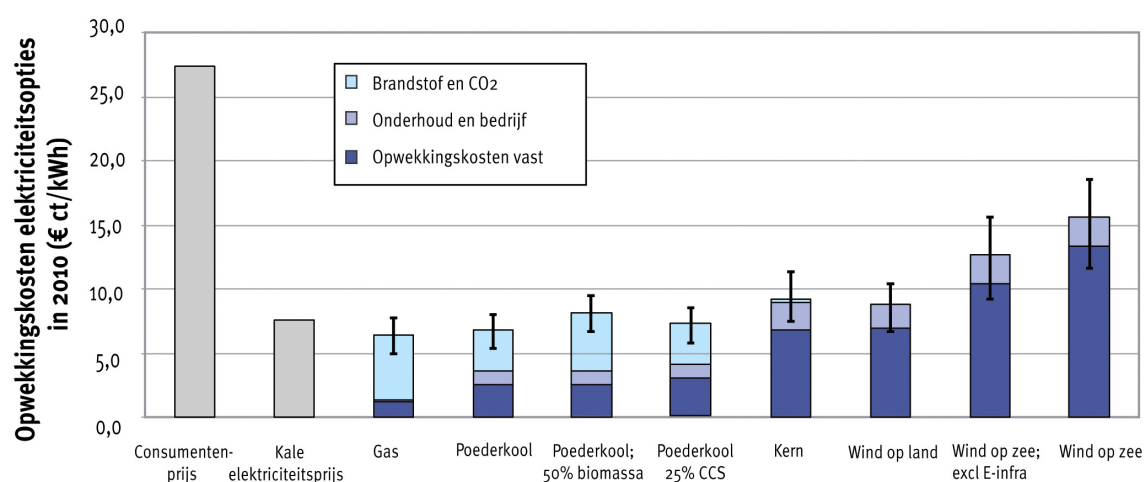
<sup>8</sup> Gemiddelde van de ENDEX TTF gasprijzen voor futures april 2011- kalenderjaar 2015

<sup>9</sup> Gemiddelde van de ENDEX BIO-pellets prijzen voor futures mei 2011- kalenderjaar 2014

<sup>10</sup> Het bedrag (2769 \$) is omgerekend naar euro's met een wisselkoers van € 0,70

energietechnologieën, zoals wind, ligt het in de lijn der verwachting dat kosten in de toekomst zullen dalen: het doorlopen van de leercurve zal resulteren in een verlaging van de investeringskosten per eenheid vermogen. Door wetgeving (b.v. milieuwetgeving (verzuring, klimaat) of risiomaatregelen (kernongevallen) zullen sommige technologieën moeten worden aangepast, waarmee de facto een start wordt gemaakt met het doorlopen van een nieuwe leercurve. Voor een toelichting op de theorie en het gebruik van leercurves zie Tekstbox 4 - 1.

De productiekosten van de meeste conventionele energietechnologieën worden daarnaast bepaald door de kosten van de energiedragers (aardolie, aardgas, steenkool en uranium). Met name de prijs van fossiele energiedragers vertoont een sterk opwaartse trend, mede door de enorm groeiende energievraag in China en India. Het lijkt gerechtvaardigd om te veronderstellen dat deze prijs de komende decade hoog zal blijven, en voor steenkool, verder zal toenemen. Voor aardgas is met name de ontwikkeling in de winning van onconventioneel gas van groot belang op de prijsvorming. De omvang van de milieu-effecten van bepaalde vormen van onconventioneel gas (zoals schalie-gas) staat momenteel ter discussie.



Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur 4 - 1 Opwekkingskosten elektriciteitsopties in 2010 (€ct/kWh)

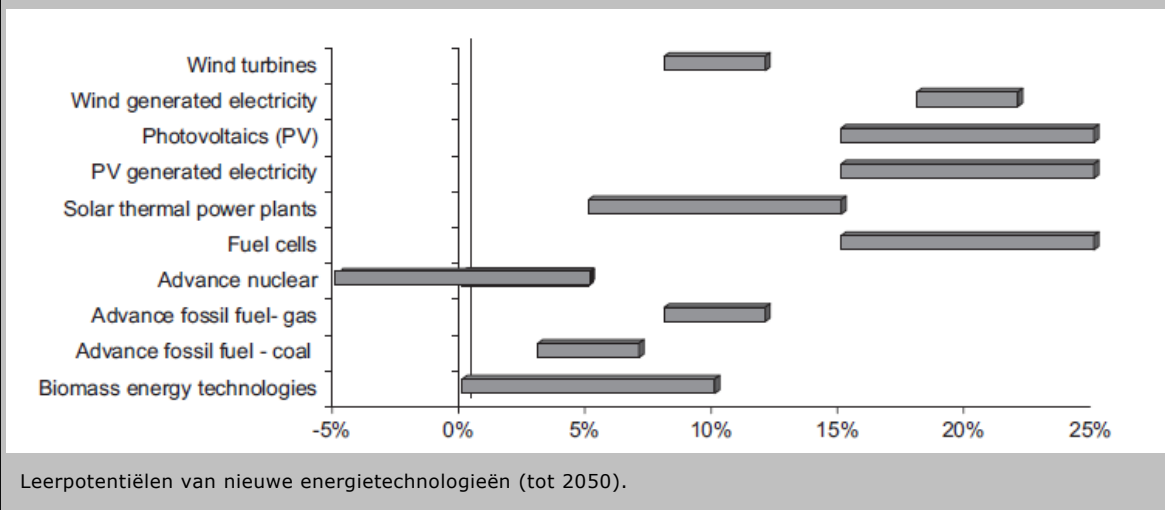
Tekstbox 4 - 1 Leercurves energietechnologieën

In figuur 4-1 is te zien dat energie uit duurzame energietechnologieën, zoals windenergie, op dit moment duurder is dan uit conventionele technologieën zoals kolen- en gascentrales. Een verklaring daarvoor is dat duurzame energietechnologieën relatief jong zijn en een leercurve moeten doorlopen. Doordat technologieën steeds beter worden en op steeds grotere schaal gebruikt worden, stijgen de rendementen en nemen de kosten af.

Leercurves kwantificeren de in het verleden behaalde kostenreducties en kunnen gebruikt worden om de mogelijke ontwikkeling van (productie)kosten in de toekomst te analyseren. Een leercurve beschrijft de kostenontwikkeling van een product of technologie als functie van de cumulatieve productie van dit product of deze technologie. Met de Progress Ratio (PR) wordt aangegeven hoeveel procent de kosten dalen bij verdubbeling van de productie. De PR is dus een maat voor de snelheid waarmee een technologie ontwikkelt. Een PR van 80% betekent dat de kosten met 20% afnemen bij een verdubbeling van de productie.

(Junginger, Lako et al., 2008) vergelijkt de leercurves van een aantal energietechnologieën. De studie laat zien dat nieuwe energietechnologieën, zoals wind en PV, een snellere technologische ontwikkeling doormaken (een steilere leercurve hebben) dan conventionele technieken. Op den duur kunnen de kosten van deze technieken lager worden dan de kosten van conventionele energietechnologieën. Beleidsmaatregelen kunnen het tempo waarmee de leercurve wordt doorlopen versnellen.

(Neij, 2008) analyseert het toekomstig leerpotentieel van nieuwe energietechnologieën. De figuur hieronder laat zien dat leersnelheden van duurzame energietechnologieën significant hoger worden ingeschat dan conventionele technieken zoals kolen en gas. Ook laat onderstaande figuur zien dat kernenergie de enige optie is waar een zeer beperkt leereffect te verwachten valt en waarvan de kosten in de toekomst ook zouden kunnen toenemen.





### **Kosten van een kerncentrale**

Kerncentrales hebben relatief hoge kapitaalkosten en lage operationele kosten: het kost meer om een kerncentrale te bouwen dan een gasgestookte centrale of een kolencentrale, maar als hij eenmaal staat, zijn de kosten om de centrale draaiend te houden veel lager. Kernenergie is dus relatief goedkoop als de investeringskosten eenmaal zijn afgeschreven<sup>11</sup>. Bestaande centrales kunnen dan ook vaak tegen een concurrerende prijs elektriciteit aanbieden. Bij overwegingen van investeerders om nieuwe centrales te bouwen ligt dit heel anders. Dit is het perspectief in hoofdstuk 4.

Voor het bouwen van een derde generatie kerncentrale (European Pressurized Reactor (EPR), die nu commercieel verkrijgbaar is) hebben we aangenomen dat de integrale bouwkosten 4.420 € (bandbreedte 3.900 – 4.550 €) per kilowatt elektrisch bedragen. Dit bedrag is inclusief bouwrente in voorbereidingsfase; de bouwtijd is daarbij geschat op 6 jaar<sup>12</sup> (zie Bijlage C). Bouwrentes kunnen aanzienlijk worden als een project een lange bouwtijd heeft<sup>13</sup>. De financiering van een project kent tijdens de bouwfase ook vaak een risico-opslag. De risico-opslag is groter bij installaties die de eerste zijn van een bepaalde generatie vanwege het verhoogde risico op vertragingen in de bouwfase.

Variabele kosten zijn kosten voor brandstof en kosten van onderhoud & beheer (O&B). Bij kernenergie zijn de kosten voor brandstof erg laag in vergelijking met andere technieken. Onder O&B kosten worden ook de verzekeringskosten verstaan. Deze zijn veel hoger dan die van conventionele centrales vanwege de ernst van incidenten (klein risico, grote gevolgen). Indien zich een kerngeval voordoet, zal het eerste deel van de schade betaald moeten worden door de exploitant van de kerninstallatie. Dit deel van de schade wordt gedekt door de verzekering die de exploitant van de kerninstallatie zelf heeft moeten afsluiten (op grond van artikel 5 van de Wet aansprakelijkheid kernongevallen (WAKO)). Voor de grote kerninstallaties, zoals kerncentrales, bedraagt deze aansprakelijkheid € 340 mln. Dit bedrag zal na een wijziging van de WAKO, die nog niet in werking is getreden, op € 700 mln worden vastgesteld<sup>14</sup>. De premiekosten voor deze verzekering werken door in de exploitatiekosten. Daarnaast draagt ook de Nederlandse overheid een deel van de aansprakelijkheid (interventie beperkte aansprakelijkheid).

---

<sup>11</sup> De bestaande kerncentrales in de wereld zijn gebouwd in een tijd dat de energiesector in handen was van de overheid. Die financierde, al dan niet als grootaandeelhouder van een energiebedrijf, de bouw en zorgde er indien nodig voor dat de business case rondkwam door de energietarieven zo vast te stellen dat de kosten van de centrale werden terugverdiend.

<sup>12</sup> In deze periode moet er al wel geld beschikbaar worden gesteld, zonder dat er inkomsten zijn uit de elektriciteitsproductie. De rentes van leningen tijdens de bouw zijn relatief hoog. Wordt de bouwtijd langer, dan nemen de investeringskosten door bouwrente toe.

<sup>13</sup> Na inbedrijfstelling zijn de projectrisico's geringer en kan de lening opnieuw gefinancierd worden tegen lagere rentes.

<sup>14</sup> Dat laatste bedrag is gebaseerd op een nog door de verdragsstaten te ratificeren wijziging van het Verdrag van Parijs uit 1960.

Tenslotte merken we op dat de O&B kosten ook een voorziening omvatten voor:

- **Kosten van ontmanteling;** In Nederland moeten instellingen die een nieuwe kerncentrale willen bouwen bij aanvang van de productie (bij het plaatsen van de splijtstofstaven) een regeling hebben getroffen die de kosten van de volledige ontmanteling dekken. Deze regeling dient om te voorkomen dat de Staat op enige manier in laatste instantie verantwoordelijk wordt voor tekorten in de reserveringen voor de ontmantelingskosten van een nucleaire inrichting.
- **Kosten tijdelijke berging van radioactief afval.** Ook hiervoor dient de exploitant een bijdrage te leveren aan de investeringskosten en tevens een aflevertarief/m<sup>3</sup> afval dat de directe kosten dekt van inzameling, transport en opslag in het Hoogradioactief Afval Behandelings- en Opslag Gebouw (HABOG).
- **Kosten definitieve berging:** Om de kosten van eindberging te dekken, wordt bij inzameling van afval tevens een eindbergingstarief per m<sup>3</sup> in rekening gebracht. Dit tarief wordt door COVRA ondergebracht in de "voorziening toekomstige kosten vast radioactief afval", die eind 2003 een omvang had van € 22,04 mln (Profundo, 2005).

Deze aspecten zijn relatief bescheiden onderdelen in de kostprijs van kernenergie en bedragen enkele tienden van eurocenten per kilowattuur (MIT, 2003; DTI, 2006; ECN, 2007). Opgemerkt wordt dat hierbij is uitgegaan van vrij lange afschrijvingstermijnen (60 jaar). Deze aspecten worden hier niet als interventie aangemerkt aangezien deze in de directe opwekkingskosten mee zijn genomen en dus doorbelast worden in de stroomprijs (gebruiker betaalt). Een uitzondering wordt gevormd door het deel van de ongevalrisico's dat niet verzekeraar (boven de € 340 mln) is en waarvoor de Nederlandse Staat garant staat.

### **Tenslotte**

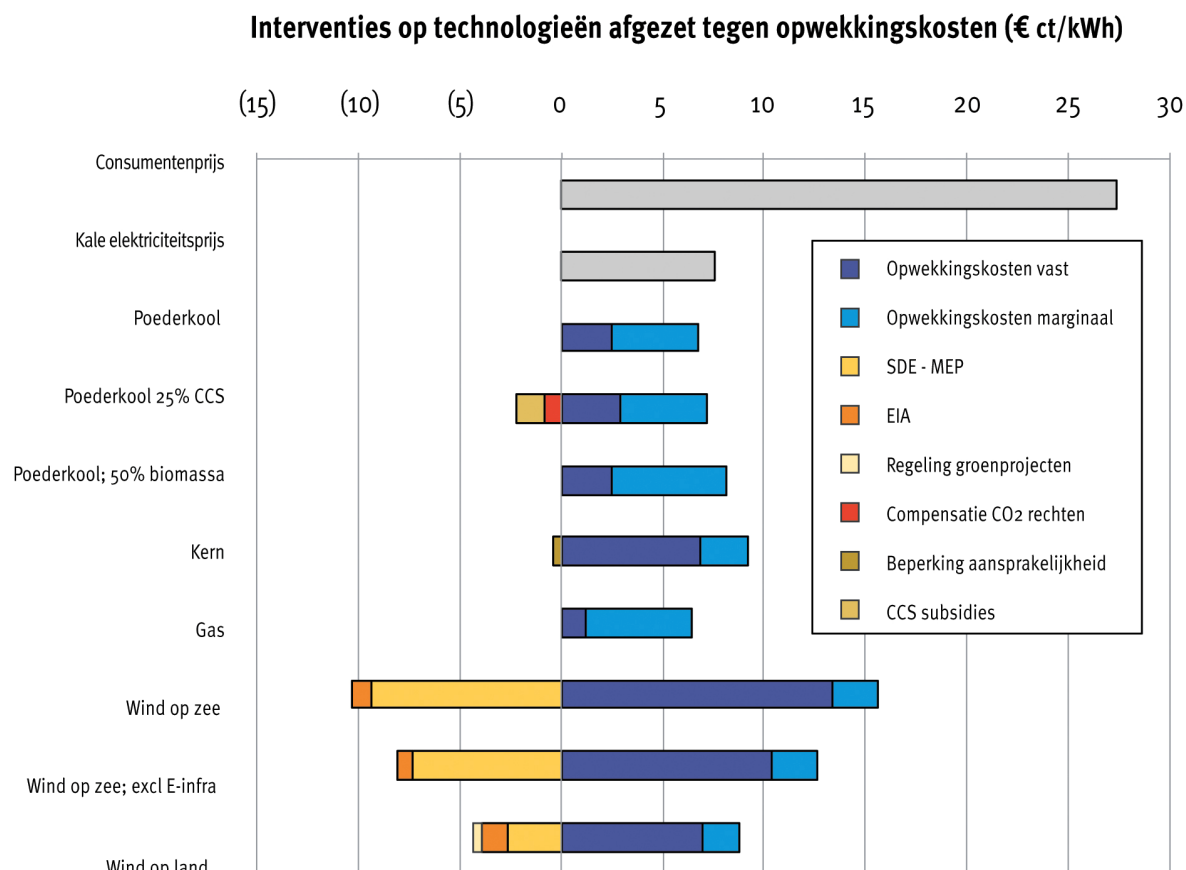
Als op dit moment nieuw te bouwen centrales van verschillende energieopties met elkaar worden vergeleken, dan laat deze vergelijking zien dat kernenergie over het algemeen duurder is dan gascentrales en kolencentrales, maar over de gehele levensduur iets minder duur dan bijvoorbeeld een poederkolencentrale met 50% biomassa.

#### **4.1.2 Effecten overheidsinterventies**

In Figuur 4 - 2 en Figuur 4 - 3 presenteren we de prijseffecten van de interventies. Aan de rechterkant van de figuren presenteren we de kostencomponenten die invloed hebben op de kostprijs van de productietechnieken (blauw). Aan de linkerkant staan de overheidsinterventies die een financieel voordeel voor de investeerder meebrengen en ertoe leiden dat de kostprijs gedrukt kan worden (rood/oranje). Eventuele financiële nadelen die investeerders ondervinden als gevolg van een interventie worden aan de rechterkant weergegeven.

## Productie

Figuur 4 - 2 bevat de prijseffecten van de interventies op opwekkingstechnologieën. De prijseffecten van verschillende overheidsinterventies in de elektriciteitssector zijn duidelijk zichtbaar. Op kolen- en nieuwe gascentrales na bestaat er vrijwel geen productietechniek die geen vorm van directe of indirecte overheidsinterventie kent.



Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur 4 - 2 Interventies op technologieën (oranje/rood) afgezet tegen de opwekkingskosten (blauw), in 2010

Het speelveld voor overheidsinterventies in Nederland wordt in prijstechnische zin in sterke mate bepaald door de SDE en MEP, EIA en de regeling Groenprojecten. De rentekorting voor investeerders in wind op land en wind op zee als gevolg van de regeling Groen Projecten bedraagt 1-1,5%<sup>15</sup> (in deze studie hebben we met 1% een conservatieve schatting aangehouden). Voor windenergie op zee vormen de SDE en EIA de belangrijkste beleidsinstrumenten. De hoogte van de basisprijs wordt vastgesteld door middel van een tenderprocedure, waarbij in de evaluatie wordt

<sup>15</sup> Door de lagere rentevergoeding aan spaarders (fiscaal voordeel van 2,5%) kunnen groenbanken en groenfondsen de leningen die zij aan groenprojecten verstrekken aanbieden tegen een aantrekkelijke rentekorting. Dit voordeel wordt na aftrek voor een provisie van administratieve lasten doorgegeven aan de investeerder.

gecorrigeerd voor de afstand tot de kust. De SDE-premie en de investeringsaftrek dekken de meerkosten van deze projecten, inclusief de kosten van netaansluiting. Het speelveld voor windenergie op zee is niet gelijk aan die voor conventionele productie op land: de ontmantelingskosten dienen bij aanvang te worden gereserveerd, en de kosten van netinpassing dienen door de financiers te worden opgebracht, terwijl voor andere projecten deze kosten worden gesocialiseerd via de netbeheerder (waarbij langere economische levensduren worden gehanteerd en de kosten van kapitaal navenant lager zijn). Dit vertaalt zich in een hogere basisprijs, en daardoor in een hogere benodigde SDE-premie.

Vanaf 2013 worden emissierechten voor de elektriciteitsproductie jaarlijks geveild, hetgeen uitgangspunt is geweest bij het vaststellen en kwantificeren van interventies<sup>16</sup>. Voor een beperkte groep stroomafnemers, die zelf geen stroom opwekken en concurreren op internationale markten, geldt (mogelijk) een afwijking van het principe van betaling voor de benodigde emissierechten ten behoeve van elektriciteitsproductie. Voor deze groep grootverbruikers bestaat een compensatieregeling in de vorm van gratis emissierechten (Bijlage B). Deze groep stroomafnemers wordt zo financieel gecompenseerd voor hun CO<sub>2</sub>-uitstoot<sup>17</sup>. De omvang van deze interventie is becijferd op € 56 mln per jaar, zie factsheet 22 in Bijlage B.

In dit onderzoek is de ontheffing van kolenbelasting voor kolencentrales niet als een indirecte overheidsinterventie aangemerkt. De reden daarvoor is tweeledig:

- In Nederland wordt het elektriciteitsgebruik belast op basis van het finale gebruik. Een ontheffing geldt voor de brandstofinzet van alle technieken; kolencentrales, gascentrales en hernieuwbare technieken (met een rendement hoger dan 30%) kunnen gebruikmaken van deze teruggave. De reden hiervoor is dat voorkomen moet worden dat elektriciteit dubbel belast wordt. Dit betekent dat dit niet een specifiek voordeel is voor één opwekkingstechniek (in dit geval kolen).
- Het externe effect van CO<sub>2</sub>-uitstoot van elektriciteitscentrales wordt gereguleerd via het EU ETS. In paragraaf 4.1.3 zullen we hier nader op ingaan.

Binnen dit speelveld van overheidsinterventies valt verder de ondersteuning op van technieken zoals kernenergie en kolen met CCS (inclusief de gratis emissierechten voor grootafnemers). Voor de interventie 'beperkte aansprakelijkheid' voor kernongevallen is gerekend met een bedrag van 0,37 €ct/kWh voor stroomproductie van Borssele (zie factsheet 23 (Wet aansprakelijkheid kernongevallen) en factsheet 26 (beveiliging nucleaire installaties en transporten) in Bijlage B). De exploitant is via een verzekering gedekt tot een bedrag van 340 mln €. (700 mln. € in de nieuwe regeling). De omvang is sterk afhankelijk van aannames met betrekking tot de kans op een ernstig incident met een kerncentrale en de schade die een dergelijk incident

---

<sup>16</sup> Vanaf 2013 jaarlijks en 1,74% minder; die afname zet na 2020 door. Van de beschikbare emissierechten wordt 5% centraal gereserveerd voor nieuwkomers.

<sup>17</sup> Compensatie in de vorm van gratis emissierechten aan de nieuwe poederkoolcentrale van E.On op de Maasvlakte ten behoeve van stroomlevering aan een consortium van 9 grootafnemers. De Nederlandse regeling hangt af van de mogelijkheid op EU-niveau indirecte kosten van elektriciteit te compenseren

zal veroorzaken. In de saldi balans van de begroting van Financiën staat een (openstaande) garantieverplichting van € 14 mld uit hoofde van de Wet Aansprakelijkheid Kernongevallen (WAKO). Benadrukt wordt dat het hier om een voorwaardelijke financiële verplichting van het Rijk gaat, er is dus geen kasreservering gemaakt. In die zin gaat deze garantiebepaling niet direct ten koste van andere overheidsuitgaven, alleen dus in geval van realisatie van het risico.

In deze analyse zijn wij ervan uitgegaan dat de overheid geen financiële steun, direct of indirect, zal geven aan de bouw van een nieuwe kerncentrale in Nederland. In de kamerbrief van februari 2011 wordt aangegeven dat subsidies of andere financiële steun voor de bouw van een nieuwe centrale, net als bij bijvoorbeeld gas- en kolencentrales, niet aan de orde zijn. Tot nu toe is er echter geen enkele kerncentrale gebouwd waarbij het bouw-, energieprijis-, en operationeel risico niet op zijn minst deels door één of meerdere (nationale) overheden is gedragen. In de meeste gevallen gaat het om energiebedrijven die staatseigendom zijn of in een gereguleerde elektriciteitsmarkt operen. Wanneer de Verenigde Staten als voorbeeld worden aangehouden, liggen garanties in de orde van 80% van de bouwkostenfase voor de hand te liggen (Cooper, 2009; Spring Associates, 2010)<sup>18</sup>.

In Finland is er in 2003 bijvoorbeeld voor gekozen om bij de bouw van de nieuwe centrale Olkiluoto het risico zo veel mogelijk af te wentelen op de leveranciers. De opdrachtgever (TVO, een not-for-profit samenwerkingsverband van de Finse industrie) heeft een fixed turn-key contract opgesteld met de leverancier (Areva), in combinatie met een exportkredietverzekering van de Franse en de Zweedse overheid en een afnameverplichting (ongeacht de uiteindelijke kostprijs) van de Finse industrie (Spring Associates, 2010). Vanwege de financieringsrisico's, de hoge aanvangsinvesteringen en de kostenoverschrijdingen, is financiering van nieuwe kerncentrales naar verwachting op dit moment moeilijk te krijgen. Financieringsarrangementen met hoge schuldenquota lijken niet haalbaar.

De slotsom uit de analyse is dat per kWh de directe subsidies aan hernieuwbare elektriciteit een belangrijk aandeel in de kostprijs hebben, terwijl het aandeel in de kostprijs voor elektriciteit uit conventionele bronnen beperkt is.

## Eindgebruik

Figuur 4 - 3 bevat de effecten van de interventies op eindgebruik niveau waarbij een referentiehoogte van de EB is gehanteerd van 2,0 €ct/kWh. Elektriciteitsgebruikers die onder dit tarief vallen, kunnen worden aangemerkt als gebruikmakend van een overheidinterventie. De groepen zijn als volgt gedefinieerd:

- Huishoudens en kleinverbruik: schijf 1 (verbruik <10.000 kWh)
- Middenverbruik: schijf 2 (verbruik <50.000 kWh)
- Middenverbruik: schijf 3 (verbruik < 10 mln kWh)
- Grootverbruik convenantdeelnemers: schijf 4 (verbruik >10 mln kWh)

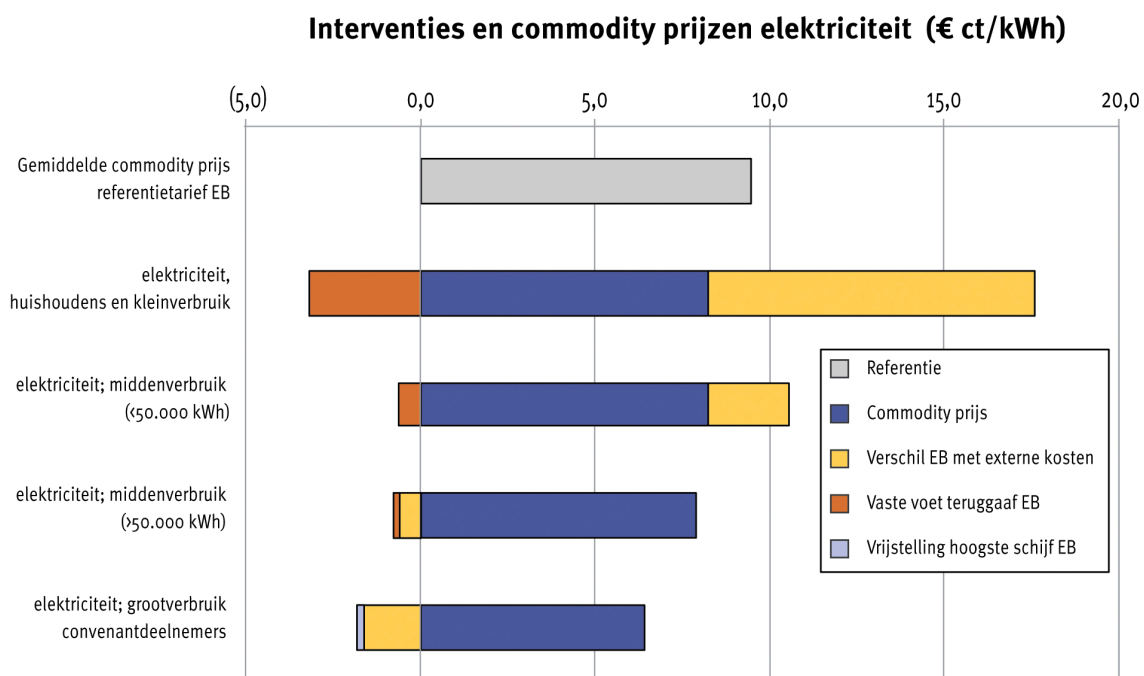
---

<sup>18</sup> Voor een garantie moet een premie door de ontvanger worden betaald waardoor een deel van de risicobetaling wordt doorbelast. Deze 'recovery rate' is onderwerp van onderhandeling tussen de energiebedrijven en het Huis van Afgevaardigden.

Als gevolg van de keuze voor deze baseline, kunnen de tarieven vanaf schijf 3 van de EB aangemerkt worden als een subsidie. De eerste drie schijven betalen meer ten opzichte van de externe kosten. We merken daarbij op dat er meerdere motieven zijn voor de energiebelasting dan alleen een correctie op marktfalen (bijv. financieringsmotief, energiebesparing/voorzieningszekerheid, etc.). Schijf 4 en 5 betalen te weinig. Dit is in Figuur 4 - 3 weergegeven. Anders gezegd: om te voorkomen dat een indirecte subsidie wordt gegeven op het gebruik van elektriciteit zou de EB minimaal 2 €ct/kWh moeten bedragen.

Zoals eerder geconstateerd leveren de degressieve tarieven voor de EB op elektriciteit geen gelijk speelveld op voor de verschillende consumentengroepen kleinverbruikers (consumenten), middenverbruikers en grootverbruikers. In Figuur 4 - 3 laten we zien welk effect dit heeft op de afnameprijs voor stroom.

De gevolgen voor de keuze van een baseline op basis van externe kosten is dat deze studie een conservatieve inschatting oplevert ten aanzien van de financiële omvang die wordt toegerekend aan de Energiebelasting. Van Beers en Van den Bergh et al. (2002) gaan er op basis van de tarieven in 2002 van uit dat de EB-vrijstelling voor grootgebruikers een subsidie betreft met een omvang van € 1,6 mld (uniform tarief vanaf de tweede schijf) tot 5,2 mld € (uniform tarief vanaf de eerste schijf). Deze studie komt uit op een omvang van 252 mln € in 2010, met als referentie 2 €ct/kWh voor de externe kosten van het opwekken van elektriciteit (op basis van de productiemix van elektriciteit in Nederland).



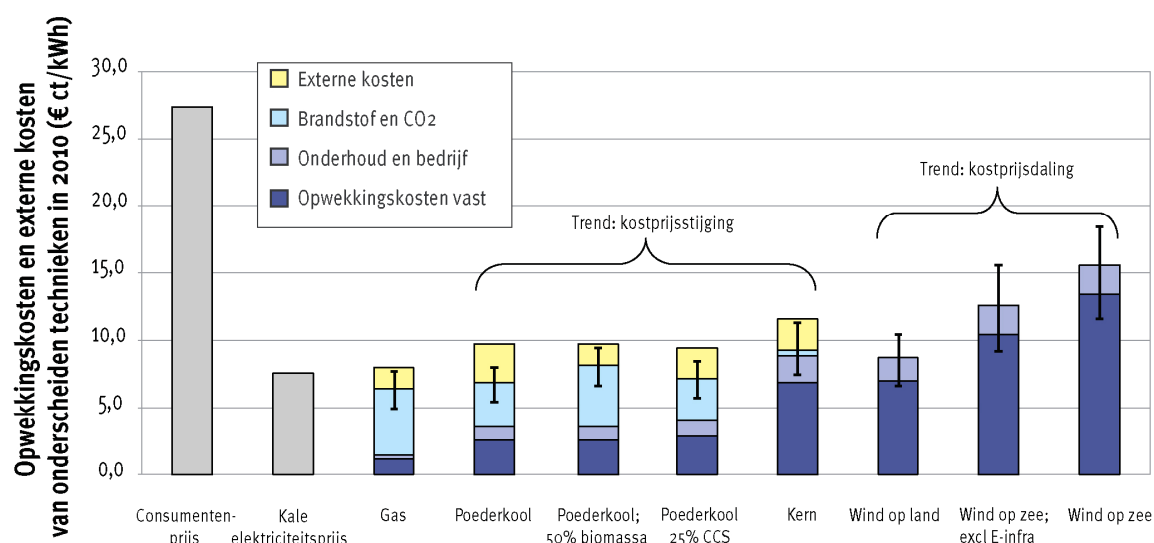
Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur 4 - 3 Interventies (oranje/geel) en commodity prijzen (blauw) naar gebruikersgroep voor elektriciteit, in 2010

### 4.1.3 Externe kosten

Elektriciteitsproductie gaat gepaard met een aantal negatieve externe effecten op het milieu. Internalisering vindt plaats wanneer regelgeving de energieproducent of gebruiker dwingt om preventieve maatregelen te nemen of om de schade te vergoeden. Maar de kosten van de niet-gecompenseerde schade en risico's die overblijven worden grotendeels gedragen door de samenleving als geheel. Dergelijke verschuivingen kunnen gezien worden als een financiële gunst van de maatschappij (publieke domein) aan de exploitant (private domein).

In Figuur 4 - 4 presenteren we een overzicht van de externe kosten van de verschillende technieken van elektriciteitsopwekking. In paragraaf 3.3.3 is de methodiek beschreven voor het inschatten van de externe kosten. In deze studie wordt een inschatting gemaakt van de kosten van milieuschadelijke emissies (klimaatverandering, verzuring, smog, fijn stof) en van ongelukken. De externe effecten van activiteiten elders in de keten (bijvoorbeeld mijnbouw, afval) worden niet meegenomen, net zo min als ruimtegebruik, geluid- en zichthinder, de effecten op de leveringszekerheid, en de systeemkosten van de inpassing van de technologie. De reden is dat data ontbreken of dat geen eenduidige methode voor kwantificering is vast te stellen. De auteurs menen dat de inschatting van de externe kosten conservatief is en met name voor de conventionele energietechnologieën een ondergrens vormen.



Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur 4 - 4 Opwekkingskosten en externe kosten van onderscheiden technieken, 2010

De externe effecten zijn het grootst bij kolen- en kerncentrales, kleiner bij gascentrales en klein bij windenergie. Bij kolencentrales zijn de externe kosten tenminste 2 €ct/kWh, bij kerncentrales 2,3 €ct/kWh en bij gascentrales tenminste 1 €ct/kWh.

Externe kosten als gevolg van CO<sub>2</sub>-emissies vormen veruit de belangrijkste component van de totale externe kosten. Voor een kolengestookte elektriciteitscentrale zonder CCS is deze CO<sub>2</sub>-component 70-85% van de totale externe milieukosten. In deze externe kostenberekening is het landgebruik niet meegenomen. Direct en indirect landgebruik is vooral van belang voor de biomassateelt. Indirecte veranderingen van landgebruik door biomassaproductie zijn veranderingen die optreden als gevolg van het extra landgebruik voor de productie van biomassa en die leiden tot ingebruikname van andere gebieden voor landbouw. Voor kolencentrales met biomassa meestook kunnen de externe kosten in verband met direct en indirect landgebruik aanzienlijk zijn wanneer gebruik wordt gemaakt van bepaalde soorten biomassa anders dan reststromen (CE, 2010c).

Bij toepassing van kernenergie kunnen externe kosten en baten ontstaan. Eén van de externe effecten betreft het niet-verzekerbare risico voor kernongelukken. Het bestaan van onverzekerde risico's wil zeggen dat er externe kosten bestaan: kosten voor derden van productie die niet in de elektriciteitsprijs zijn opgenomen. De overheid ondersteunt kernenergie momenteel (impliciet) door het grootste deel van de risicoaansprakelijkheid voor haar rekening te nemen.

De impact van de externe kosten van mogelijke ongevallen is relatief hoog voor de kerncentrale. Met name de externe kosten als gevolg van een kernongeval zijn moeilijk te kwantificeren, omdat het incidenten betreft waarvan de kans dat ze optreden laag is, maar waarvan de potentiële gevolgen enorm zijn. In deze externe kostenberekening gaat het om een bedrag van 2,3 €ct/kWh. Zonder het meenemen van de risicoaversie, dat wil zeggen in een risiconeutrale berekening, zijn de externe kosten van een kerncentrale ten gevolge van onverzekerde risico's waarschijnlijk van een bescheiden omvang. Het meewegen van risicoaversie kan de externe kosten tientallen keren hoger doen uitvallen. Toepassing van kernenergie heeft tenslotte een gunstig effect op energievoorzieningszekerheid (externe baat), dat hier niet gekwantificeerd is.

Indien de externe kosten in rekening worden gebracht bovenop de directe opwekkingskosten (vaste en variabel) ontstaat een interessant beeld. Wind op land wordt aantrekkelijker in de merit order dan bijvoorbeeld de poederkoolcentrales zonder en met CCS. Ook is er een duidelijk kostenvoordeel van een gascentrale ten opzicht van een moderne kolencentrale.

## 4.2 Warmte

De meeste energie in Nederland wordt gebruikt voor warmte (verwarming van huizen en gebouwen, koken en warm water). Hiervoor wordt vrijwel alleen aardgas gebruikt. Ten opzichte van aardgas, de meeste gebruikte energiedrager voor warmte, is veel hernieuwbare warmte (bijv. aardwarmte) (nagenoeg) gratis en in ruime mate beschikbaar, maar vraagt echter wel om hoge initiële investeringen voor de winninginstallaties. Zonnewarmte, aardwarmte en omgevingswarmte kunnen worden gebruikt voor de verwarming van huizen, kassen en kantoren. Ook zijn er mogelijkheden om warmte (met name industriële warmte) op een hernieuwbare manier op te wekken, bijvoorbeeld door biomassa te verstoffen in WKK-installaties.



Groen gas is gas dat kan worden opgewerkt tot aardgaskwaliteit en is geproduceerd uit natuurlijke reststromen of andere biograndstoffen.

De overheid grijpt op verschillende manieren in op deze warmtemarkt. In de eerste plaats via de Energiebelasting op gas. De Energiebelasting is een belasting gericht op het eindgebruik van gas en houdt in principe geen rekening met de herkomst en productie van aardgas. Groen gas, Russisch gas of Gronings gas worden op dezelfde wijze fiscaal behandeld. De tarieven hangen in degressieve staffels samen met het gebruik. De energiebelasting is sterk gericht op de huishoudens. Huishoudens betalen momenteel 0,18 €/m<sup>3</sup> aardgas (inclusief BTW). Dit is omgerekend ongeveer 90 € per vermeden ton vermeden CO<sub>2</sub><sup>19</sup>. De utiliteitssector betaalt eveneens energiebelasting maar omdat een groot gedeelte van het gebruik in een hogere schijf zit waarover minder energiebelasting betaald hoeft te worden, is de effectieve belastingdruk lager. De glastuinbouwsector betaalt een aangepaste energiebelasting voor aardgas. Gasinkoop ten behoeve van een WKK (met een elektrisch rendement van minimaal 30%) is vrijgesteld van deze belasting. Voor 'gewoon' gas (bijvoorbeeld ten behoeve van de ketel) moet wel EB worden betaald.

In de tweede plaats geldt sinds 2005 het Europese emissiehandelssysteem. Vanaf 2013 dient de elektriciteitssector te betalen voor de aanschaf van emissierechten. De emissierechten voor warmteproductie (grootgebruikers) blijven vanaf 2013 nog grotendeels gratis. In 2013 moet nog 20% van de (volgens een norm) benodigde rechten op een veiling worden gekocht, stijgend naar 70% in 2020 en 100% in 2027<sup>20</sup>.

In de derde plaats worden diverse stimuleringsregelingen ingezet gericht op de besparing van warmte en hernieuwbare opwekking van warmte. Voor de opwekking van hernieuwbare warmte en koude gelden in 2008 een aantal stimuleringsregelingen, waaronder de Energie Investeringsaftrek (EIA), SDE voor groengasproductie en subsidies voor warmtepompen. In vergelijking tot hernieuwbare elektriciteit blijven deze regelingen echter zeer beperkt<sup>21</sup>.

### **Keuze voor referentie**

Voor het kwantificeren van de interventies is een referentie nodig. Hierbij is weer gekozen voor de externe kosten. De externe kosten zijn berekend door te kijken naar de milieuschadelijke emissies van zes typen boilers en aardgasbranders uit de EcoInvent database (Ecoinvent, 2010). De emissies van de impactcategorieën klimaatverandering, ozonaantasting, fotochemische oxidantvorming, fijn stof,

---

<sup>19</sup> Emissiefactor = 1,775 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>

<sup>20</sup> Sectoren die aantonen blootgesteld te zijn aan concurrentievervalsing omdat de concurrentie geen CO<sub>2</sub> kosten heeft (zogenaamde 'carbon leakage', omdat de productie wordt overgenomen door bedrijven in landen zonder CO<sub>2</sub> beperking) en als dat leidt tot productiekostenverhoging van meer dan 5% van de bruto toegevoegde waarde (GVA) en men minimaal 10% van export afhankelijk is, kunnen deze bedrijven de emissierechten gratis krijgen.

<sup>21</sup> De overheidsinterventies die ingrijpen aan de productiekant van warmte worden niet meegenomen in de analyse.

verzuring en zoetwater eutrofiëring zijn met schadeprijzen omgerekend (zie Tabel 4 - 2).

Tabel 4 - 2 Schadeprijzen impactcategorieën

Impact categorie (ReCiPe midpoint)	Score per MJ warmte	Eenheid	Schadeprijs (NL, 2008)	Schadeprijs per impact categorie
			€/kg	€/GJ
Klimaatverandering	0,077	kg CO <sub>2</sub> eq	0,05	3,31
Ozonaantasting	$1,2 \cdot 10^{-8}$	kg CFC-11 eq	159	0
Fotochemische oxidantvorming	$8,2 \cdot 10^{-5}$	kg NMVOC	2,54	0,17
Fijn stof vorming	$2,1 \cdot 10^{-5}$	kg PM10 eq	41	0,65
Verzuring	$6,5 \cdot 10^{-5}$	kg SO <sub>2</sub> eq	15,4	0,82
Zoetwater eutrofiëring	$3,4 \cdot 10^{-6}$	kg P eq	0,0947	0
<b>Totaal</b>				<b>4,95</b>

Emissiegegevens op basis van (Ecoinvent, 2010); de milieueffecten zijn berekend op een zestal impact categorieën (midpoints) volgens de ReCiPe-methode (Goedkoop, Heijungs et al., 2008). Schadeprijzen: (CE, 2010b) voor deze studie is de schadeprijs voor klimaatverandering verhoogd tot 50 €/ton.

De energiedrager warmte splitsen we niet verder op in afzonderlijke technieken zoals gedaan is voor elektriciteit, omdat de subsidies vaak aan de kant van de eindgebruiker ingrijpen en niet aan de productiekant en daarnaast omdat hernieuwbare warmte subsidies lastig toe te rekenen zijn aan de individuele technieken.

De volgende interventies zijn meegenomen in de grafieken:

- Degressieve belastingtarieven voor de EB;
- Verlaagde tuinbouw tarieven.

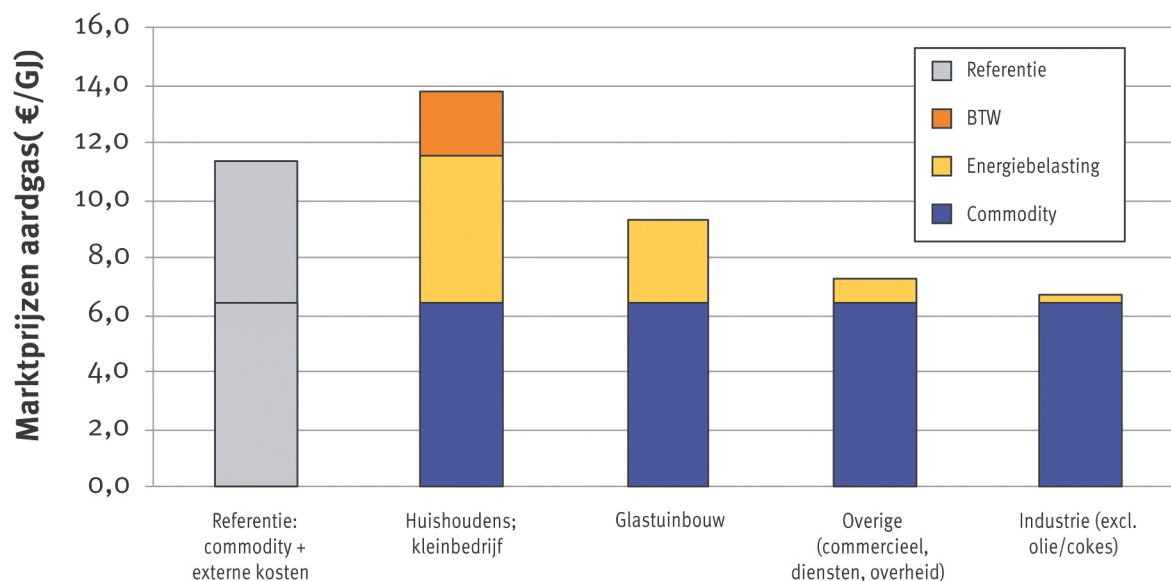
#### 4.2.1 Marktprijzen

Voor de marktprijzen nemen we de marktprijzen voor aardgas, onderscheiden naar de volgende groepen gebruikers:

- Huishoudens en kleinverbruik: schijf 1, typisch verbruik 5.000 m<sup>3</sup>/jaar;
- Glastuinbouw: gemiddelde van schijf 2 en 3, typisch verbruik 170.000 m<sup>3</sup>/jaar;
- Overige (commercieel, overheid, utiliteit): gemiddelde van schijf 3 en 4, typisch verbruik 1 mln m<sup>3</sup>/jaar;
- Industriële grootverbruikers<sup>22</sup>: 5<sup>e</sup> schijf, typisch verbruik 1 mld m<sup>3</sup>/jaar.

De prijzen zijn weergegeven in Figuur 4 - 5.

<sup>22</sup> CBS klassificering 1500E industrie: alle industrie behalve aardolie- en cokesverwerkende industrie (SBI 15-37 exclusief SBI 23)

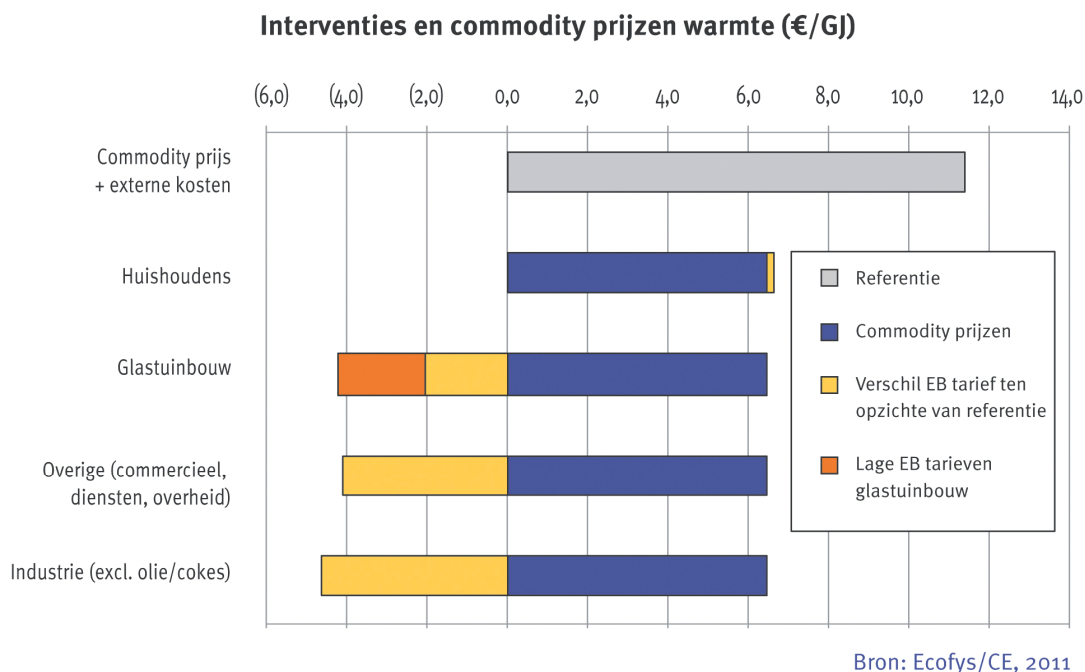


Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur 4 - 5 Marktprijzen naar gebruikersgroep voor warmte (aardgas)

#### 4.2.2 Effecten overheidsinterventies

In Figuur 4 - 6 zijn de interventies weergegeven ten opzichte van de externe kosten van 5 €/GJ (15 €/m<sup>3</sup>), ofwel de heffingshoogte van de schijf voor het huishoudelijk gebruik. Vandaar dat de huishoudens geen netto interventie kennen. In de grafieken is te zien dat de daaropvolgende schijven (diensten en overheid en industrie) te weinig betalen ten opzichte van de externe kosten. Voor de glastuinbouw laten we het effect van de verlaagde tarieven t.o.v. de normale EB tarieven zien en daarbovenop het gemiddelde verschil met het tarief van de huishoudenschijf.



Figuur 4 - 6 Commodityprijzen (groen) en interventies (oranje) naar gebruikersgroep voor warmte

We hebben ervoor gekozen om de emissierechten die vanaf 2013 grotendeels gratis verstrekt worden aan bedrijven die onder EU ETS vallen niet zichtbaar te maken in bovenstaande figuur, aangezien de toekenning van gratis emissierechten een interventie op installatieniveau (productiekant) betreft. De omvang van deze interventie bedraagt in absolute termen bedraagt € 1.0 mld.

### 4.3 Transportbrandstoffen

Transportbrandstoffen kennen verschillende vormen van overheidsingrijpen. De belangrijkste interventie op het gebruik van transportbrandstoffen is de accijns op motorbrandstoffen. Daarnaast gelden belastingen op de aanschaf (BPM) en het houderschap van voertuigen (MRB) of belasting van zware motorrijtuigen (Eurovignet). Wij beperken ons hier op de belastingen en overige interventies gericht op het gebruik van transportbrandstoffen, niet op de aanschaf en het bezit van voertuigen.

De fiscale behandeling van motorbrandstoffen in Nederland is verre van uniform. Uniforme fiscale behandeling zou een gelijk tarief per energie-inhoud impliceren (en eventueel voor de CO<sub>2</sub>-emissies verbonden aan de verbranding van de brandstof), ongeacht het type brandstof en het type gebruiker. In de praktijk pakken de accijnstarieven voor de verschillende modaliteiten (weg, water en lucht) en binnen de modaliteit personenvervoer over de weg (biobrandstoffen, LPG, benzine en diesel) zeer verschillend uit. Op diesel wordt accijns geheven. Er worden twee tarieven gehanteerd. Zo geldt er voor wegtransport een hoger tarief dan voor landbouwwerktuigen en dieseltractie ten behoeve van treinen (rode diesel). Voor het

gebruik van (rode) diesel in de binnenvaart geldt een accijnsvrijstelling<sup>23</sup>. Van Beers, van den Bergh et al. (2002) concentreren zich op de belastingvrijstelling voor vliegtuigbrandstoffen en concluderen dat het hier om een subsidie gaat, ze leidt namelijk tot lagere kosten voor de luchtvaartsector. Het goederenvervoer over de weg draagt het reguliere accijns tarief voor diesel af. Goedkopere brandstof stimuleert meer transport, een hoger energiegebruik en daarmee meer emissies.

De verschillende accijnzen op motorbrandstoffen kennen geen uniforme belastinggrondslag (kilogrammen of liters) en tarifiering, zoals de calorische inhoud van de brandstof. De accijnzen zijn dus niet in lijn met energie-inhoud en/of de koolstofinhoud van de brandstof. Ten opzichte van benzine gelden forse 'accijnskortingen' voor diesel en LPG en een nihil-tarief voor kerosine. Bij dit alles passen verschillende kanttekeningen:

- Allereerst geldt dat deze belastingen primair een fiscale functie (inkomstenmotief) hebben en dus niet alleen vanuit milieudoelen gelegitimeerd moeten worden.
- Ten tweede kunnen deze heffingen niet uitsluitend gerelateerd worden aan CO<sub>2</sub>-uitstoot, maar tevens aan andere externe effecten van verkeer zoals emissies van andere gassen en geluid.
- Ten derde moeten de lagere accijnzen afgezet worden tegen de vaste belasting (diesel en LPG) met het oog op de brandstofmix.

### **De keuze voor de referentie**

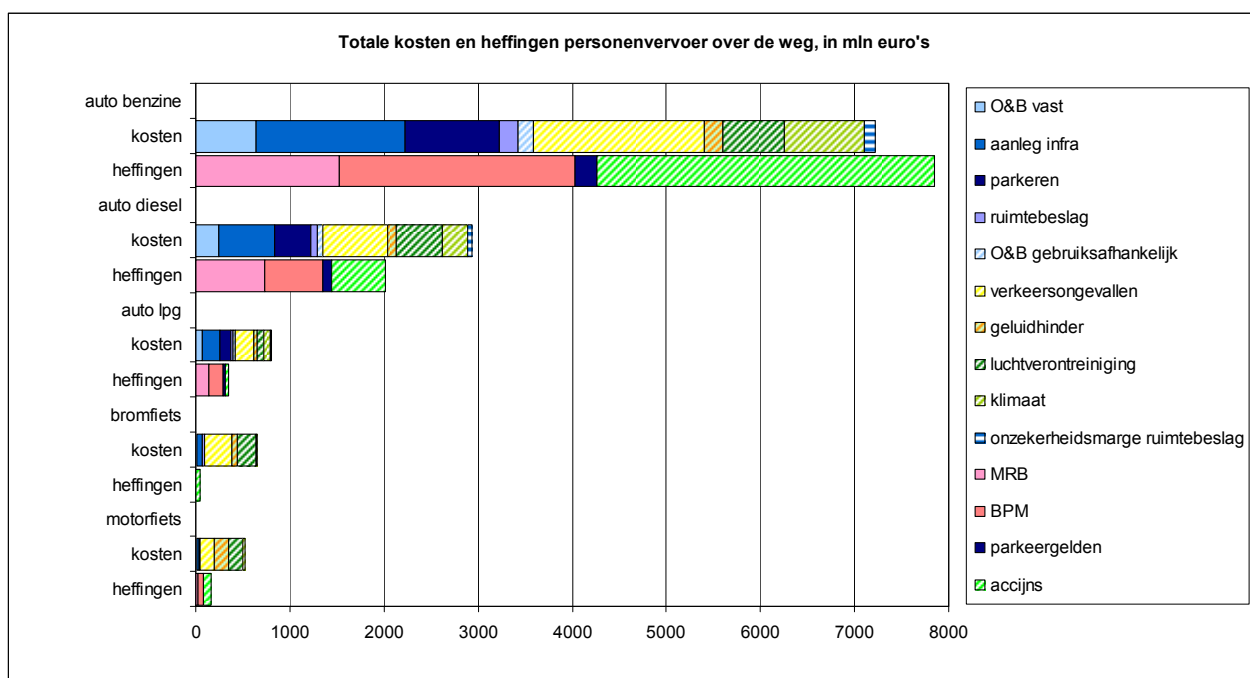
Wij maken onderscheid tussen goederenvervoer (commercieel) en personenvervoer (niet-commercieel). Het belangrijkste argument voor de keuze voor de benzineaccijns (0,72 €/liter) als de referentie voor het kwantificeren van de interventies is dat de totale externe kosten en infrastructuurkosten van een moderne benzineauto gelijk zijn aan de vaste en variabele autoheffingen (CE, 2004). Binnen deze heffingen en externe kosten is het zo dat de verhouding tussen vaste (gearceerd) en variabele kosten (niet-gearceerd) en vaste en variabele heffingen ongeveer gelijk is. Grofweg kan men aannemen dat op basis van gegevens uit 2002 de variabele heffingen dus ongeveer gelijk zijn aan de variabele externe kosten van vervoer<sup>24</sup>. Dit betreft een globale indicatie. De externe kosten zijn sterk afhankelijk van tijd en plaats, het type vervoermiddel en de omgeving.

Voor het goederenvervoer is diesel de conventionele brandstof, met een marktaandeel van vrijwel 100%. Hier zijn we uitgegaan van de dieselaccijns voor het goederenvervoer over de weg als referentie vanwege ontbrekende gegevens over de externe kosten. Dit kan gezien worden als een tamelijk conservatieve aanname.

---

<sup>23</sup> Op grond van artikel 66 van de Wet op de Accijns geldt een vrijstelling van accijns voor minerale oliën die worden gebruikt "voor de aandrijving van schepen of als scheepsbehoeften aan boord van schepen". Deze vrijstelling in Nederland is gebaseerd op internationale regels: de EU Richtlijn Energiebelasting voor wat betreft binnenvaart buiten de Rijn en de zeevaart, en de Akte van Mannheim voor binnenvaart op de Rijn. In de binnenvaart wordt ongeveer 140 mln liter stookolie gebruikt.

<sup>24</sup> Overigens is het zo dat een aanzienlijk deel van de externe kosten veroorzaakt wordt door gereden kilometers in plaats van gebruik van brandstof. Voor deze variabele externe kosten is dus het aantal gereden kilometers een betere parameter dan heffing op basis van brandstofverbruik.



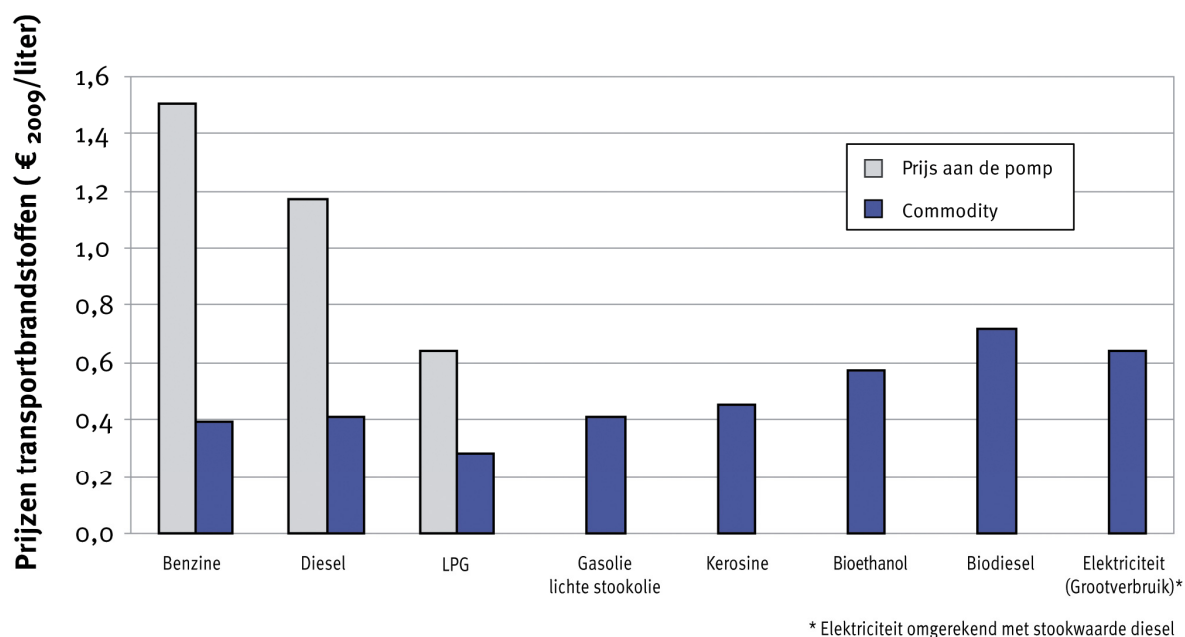
Figuur 4 - 7 Totale externe kosten en infrastructuurkosten en heffingen van het personenvervoer over de weg in 2002 (mln €) Bron: (CE, 2004)

## Externe kosten

Het doorberekenen van milieukosten aan degenen die ze veroorzaken, het principe 'de vervuiler betaalt', is een manier om ervoor te zorgen dat er een level playing field ontstaat en om milieuproblemen aan te pakken. Op dit moment worden de externe kosten van transport, de kosten die in het verkeer worden veroorzaakt door geluidsoverlast, luchtvervuiling, ongevallen, filevorming en klimaatverandering, nog niet doorberekend. Er is voor de meeste vervoersmodaliteiten (benzineauto uitgezonderd) een gat tussen veroorzaakte externe kosten en betaalde heffingen.

### 4.3.1 Marktprijzen

De marktprijzen van de transportbrandstoffen zijn weergegeven in Figuur 4 - 8. De commodityprijzen van de fossiele brandstoffen die middenproduct zijn uit het distillatieproces ontlopen elkaar niet veel. De biobrandstoffen zijn wat duurder, en de elektriciteitsprijs, omgerekend naar €/liter via de stookwaarde van diesel, is ook hoger.



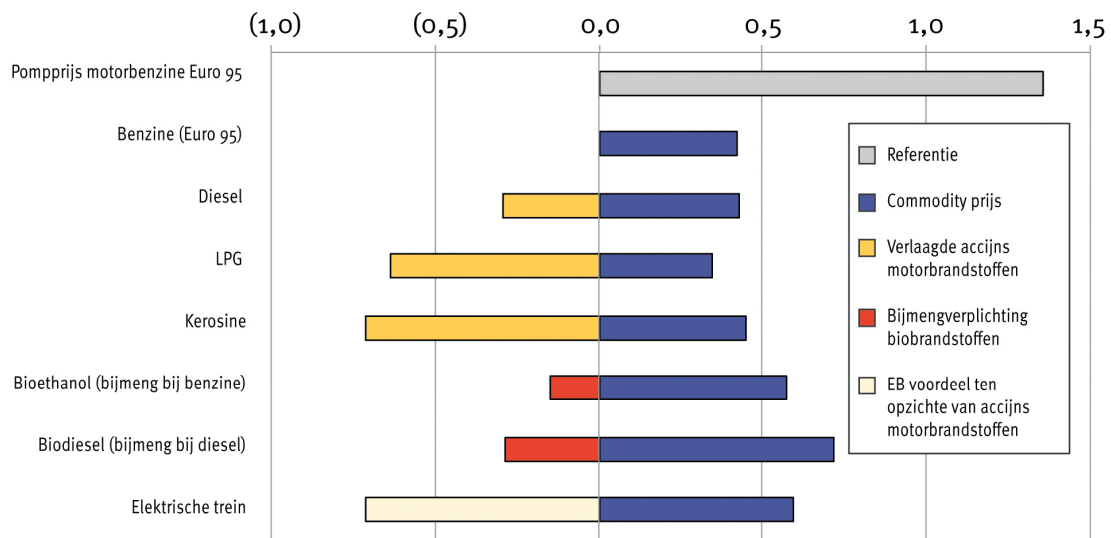
Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur 4 - 8 Prijzen transportbrandstoffen. Voor benzine, diesel en LPG zijn de pompprijzen ook aangegeven

#### 4.3.2 Effecten overheidsinterventies

Wij hebben ons hier beperkt tot interventies die betrekking hebben op het eindgebruik van brandstoffen en energieproducten in het goederen en personenvervoer. In Figuur 4 - 9 en Figuur 4 - 10 presenteren we de gevolgen voor de *eindgebruikersprijzen*, dus de 'prijzen aan de pomp'. In deze figuren is uitsluitend gekeken naar de accijnsheffing voor de verschillende brandstoffen en de EB-tarieven voor elektrisch vervoer per spoor (NS valt onder de vijfde schijf van de EB (>10 mln kWh/jaar)).

### Eindgebruikerprijzen brandstoffen personenvervoer (€ /liter)



Bron: Ecofys/CE, 2011

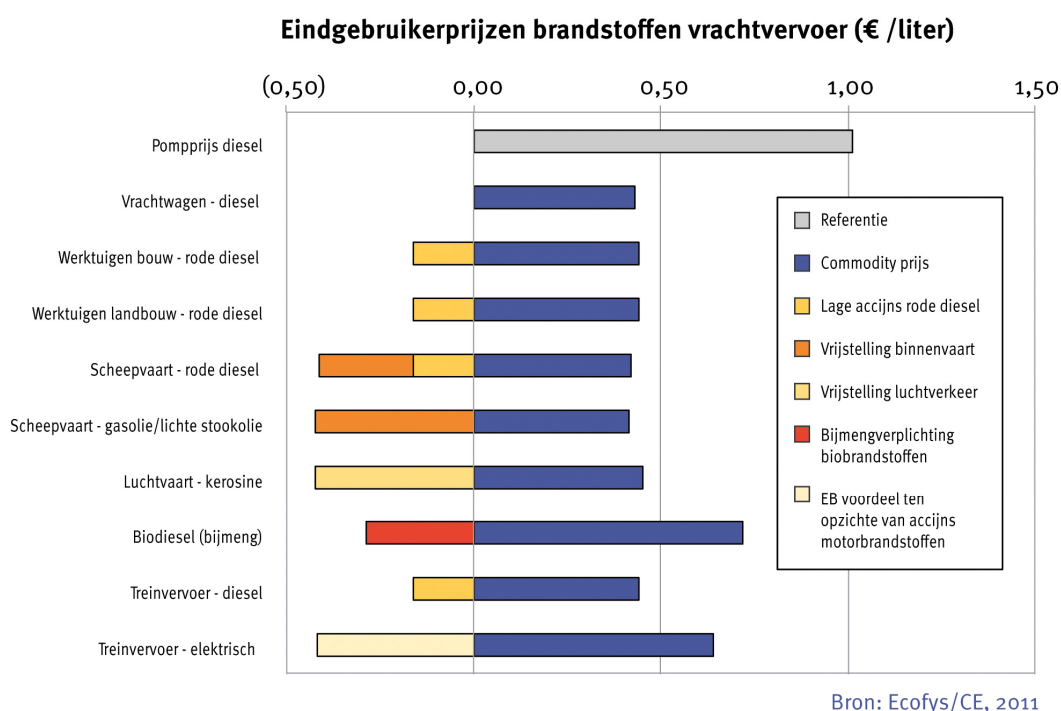
Figuur 4 - 9 Eindgebruikerprijzen voor brandstoffen personenvervoer (in €/liter)

In het personenvervoer worden de accijnsvoordelen van diesel en LPG ten opzichte van benzine (variabele externe kosten zijn gelijk aan de variabele heffingen) in deze studie gezien als een financieel voordeel voor diesel en LPG. Het financieel voordeel bedraagt voor diesel ruim 30 €ct per liter en voor LPG ruim 60 €ct per liter. In beide gevallen kunnen de geboden accijnsvoordelen niet gerechtvaardigd worden door de lagere externe kosten. Voor het (elektrisch) treinvervoer zien we dat omgerekend naar energie-inhoud van een liter benzine er sprake is van een sterk voordeel voor de trein. Dit is te verklaren door het zeer lage EB-tarief dat bij de spoorbeheerder in rekening wordt gebracht ten opzichte van de hoge accijnstarieven voor het gemotoriseerde wegvervoer. Merk hierbij op dat deze analyse uitgaat van een systeemafbakening bij tank- of stroomafname uit het net, en dus voorbij gaat aan efficiency verschillen in energieomzetting van brandstof naar voertuigkilometer (1) en verschillen in bezettingsgraden tussen spoor en auto. Hierdoor kan het voordeel per reizigerskilometer anders uitpakken (2).

In het goederenvervoer zijn we uitgegaan van diesel als referentiebrandstof bij het vaststellen van het voor- en nadelen in het gelijke speelveld. Diesel is de meest gebruikte brandstof in het goederenvervoer. Diesel wordt gebruikt in het wegtransport, in de scheepvaart, door landbouwwerktuigen en door dieseltreinen. Vliegtuigbrandstoffen vallen onder GN codes 2710 00 051 en GN 271 00 055 (halfzware olie) en zouden op grond daarvan onder hetzelfde accijnstarief als diesel moeten vallen. Deze benadering heeft als voordeel dat er een referentie is die onafhankelijk is van de modaliteit en dus een gelijk speelveld garandeert tussen de verschillende modaliteiten die deels concurrerende alternatieven van elkaar zijn. Ook het goederenvervoer over het spoor (zowel elektrische als diesel tractie) kent, evenals



in het personenvervoer, sterke voordelen ten opzichte van goederenvervoer over de weg. De verklaring ligt ook hier in de relatief hoge dieselaccijnzen per eenheid energie ten opzichte van EB die wordt afgedragen voor stroomafname cq. het rode-dieselvoordeel dat dieseltreinen genieten. In Figuur 4 - 10 laten we de prijseffecten van de interventies in het goederenvervoer zien.



Figuur 4 - 10 Eindgebruikerprijzen voor brandstoffen vrachtwagen naar de verschillende modaliteiten.

Diverse categorieën brandstoffen zijn om verschillende redenen vrijgesteld van accijnshelling of vallen onder een gereduceerd tarief. Zo is kerosine voor internationale reizen met vliegtuigen op grond van diverse overeenkomsten (*Verdrag van Chicago, 1944 en EG-Richtlijn 92/81*) vrijgesteld en wordt voor 'rode' diesel en LPG een lager tarief berekend. 'Rode' diesel is gasolie die niet is bestemd voor wegvervoer of pleziervaart, maar bijvoorbeeld voor vuilniswagens, landbouwtractoren en de binnenvaart.

De accijnshelling op diesel bedraagt 42 €ct/l diesel. Het is dit bedrag dat wij beschouwen als de subsidie per liter kerosine bestemd voor internationale vluchten. Voor het gebruik van rode diesel in de binnenvaart (gasolie en lichte stookolie) geldt eveneens een volledige accijnsvrijstelling van 42 €ct/l diesel. De rode diesel die hierbuiten wordt ingezet (landbouw en bouwvoertuigen) kent een prijsvoordeel van 16 €ct/l diesel<sup>25</sup>.

<sup>25</sup> Het verschil in totale belastingdruk tussen rode en blanke diesel bestaat sinds 1 januari 2010 uit het verschil in accijns, te weten 16,8 cent per liter. Voor de gebruiker geldt in de praktijk een verschil van 16

#### 4.4 Totale omvang interventies

In de drie voorgaande secties zijn de effecten van de belangrijkste interventies op de prijzen van de verschillende energiedragers en technieken gekwantificeerd. Om een beeld te krijgen van de totale omvang van overheidsuitgaven in de energiemarkt geeft Tabel 4 - 3 alle interventies op het eindgebruik van energie en Figuur 4 - 11 de totale omvang van alle interventies die aangrijpen op de productie van energie. Onderstaande tabel en figuur zijn gemaakt op basis van de zogenaamde 'longlist' (zie Bijlage A) en omvatten bestaande overheidsinterventies die het speelveld voor hernieuwbare - en fossiele energie verstoren. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen overheidsinterventies die aangrijpen op het eindverbruik van energie (Tabel 4 - 3) en overheidsinterventies die aangrijpen op de productie van energie (Figuur 4 - 11). Voor de overheidsinterventies op het eindgebruik geldt over het algemeen dat er geen onderscheid gemaakt kan worden tussen hernieuwbare of fossiele energiedragers. Dit is bijvoorbeeld het geval bij de energiebelasting. Energiebelasting wordt betaald over een kWh elektriciteit of een GJ aardgas en is niet gedifferentieerd naar de herkomst van elektriciteit of aardgas. Tabel 4 - 3 presenteert de overheidsinterventies op het eindgebruik van energie, met een totale omvang van € 4,6 mld. Interventies die een groot aandeel hebben zijn: de vrijstelling brandstofaccijns voor kerosine (€ 1,7 mld) en verlaagde tarieven van energiebelasting op gas voor grootverbruikers (€ 1,5 mld).

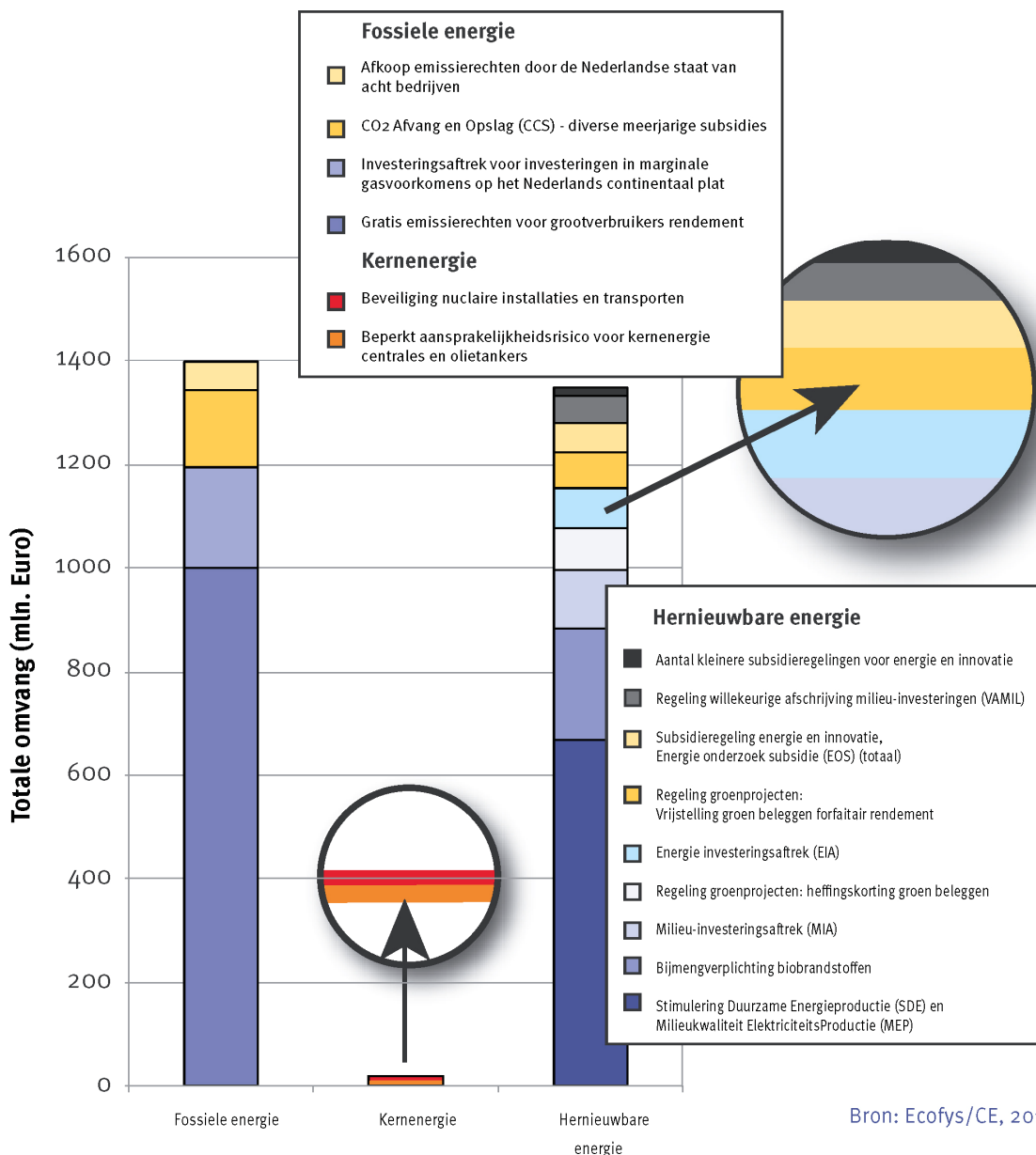
---

cent per liter (excl teruggaaf accijns grootverbruikers). Het verschil van circa 1 cent wordt veroorzaakt door hogere kosten die voor rode diesel gemaakt worden zoals kosten voor bijmenging en hogere distributiekosten (aparte opslagtanks, aparte pomp enz.).

Tabel 4 - 3 Overheidsinterventies op eindgebruik van energie

Overheidsinterventies op eindgebruik	Omvang interventie mln €
Brandstofaccijns - vrijstellingen voor kerosine	1695
Energiebelasting - Verlaagde tarieven gas voor grootverbruikers	1499
Brandstofaccijns- vrijstelling scheepvaart	440
Brandstofaccijns - verlaagde tarieven rode diesel	236
Energiebelasting - Verlaagde tarieven elektriciteit voor grootverbruikers	252
Brandstofaccijns - verlaagde tarieven LPG	223
Energiebelasting - Vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie	88
Tijdelijke regeling Isolatieglas	43
Teruggaaf energiebelasting kerken en non-profit instellingen	34
Motorrijtuigenbelasting: Nihil tarief zeer zuinige auto's	34
Subsidie marktintroductie energieinnovaties (glastuinbouw)	28
Duurzame warmte voor bestaande woningen – Tijdelijke energieregeling markt en innovatie	27
Verlaagd btw-tarief isolatie	13
Energiebelasting - Vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie	8
Subsidie op energieadvies voor woningeigenaren	7
Investeringsregeling Energiebesparing	5
Subsidieregeling milieugerichte technologie	4
Subsidieregeling energie en innovatie, Verlaging elektriciteitsaansluiting warmtepomphouders	2
<b>Totaal</b>	<b>€ 4,6 mld</b>

Figuur 4 - 11 toont de interventies aan de productiekant van energie. De totale omvang van deze interventies is € 2,7 mld. De in omvang belangrijkste interventies zijn voor fossiele energie de gratis emissierechten voor grootverbruikers (€ 1 mld) en voor hernieuwbare energie de SDE en MEP (€ 668 mln).



Figuur 4 - 11 Totale omvang overheidsinterventies op de productie van energie (mln euro)

Bovenstaande figuur heeft een aantal nuances. Allereerst is het van belang te benadrukken dat de figuur een momentopname is voor het jaar 2010. De verhouding tussen de financiële omvang van maatregelen in de categorieën hernieuwbare energie, fossiele energie en kernenergie zal over de jaren verschillen. De figuren geven geen inzicht in de ontwikkeling van de financiële omvang over de jaren. Het ligt bijvoorbeeld in de lijn der verwachting dat de uitgaven voor hernieuwbare energie, en meer specifiek voor de SDE+, in de toekomst zullen toenemen, omdat, volgend uit de gestelde doelen, er meer hernieuwbare energie wordt opgewekt in Nederland. Voor het budget na 2015 houdt het huidige Kabinet rekening met SDE en MEP uitgaven van maximaal € 1,5 mld. voor nieuwe en reeds aangegane budgettaire verplichtingen<sup>26</sup>.

<sup>26</sup> Kamerbrief, 22 april 2011, openstelling regeling SDE +, EL&I / 11031178



## 5 Overzicht overheidsinterventies en perspectief voor overheidshandelen

### 5.1 Noodzaak voor een CO<sub>2</sub>-arme economie

De noodzaak om te transformeren naar een CO<sub>2</sub>-arme economie wordt in Nederland over het algemeen aanvaard. Al vanaf de Derde Energienota (1996) is het energiebeleid van de Nederlandse overheid gericht op het stimuleren van een duurzame energiehuishouding. Hierbij omvat de term duurzaam zowel economische efficiëntie, milieukwaliteit, alsook de voorzieningszekerheid (CBS, PBL et al., 2011). De belangrijkste redenen voor de omvorming van een op fossiele energiedragers gebaseerde economie naar een CO<sub>2</sub>-arme economie zijn leveringszekerheid, stijgende en fluctuerende energieprijzen en de gevolgen voor het milieu, met de risico's op klimaatverandering in het bijzonder.

Het behalen van de energie- en klimaatdoelen voor 2020 vormt een eerste en belangrijke tussenstap naar de realisatie van een CO<sub>2</sub>-arme economie op de lange termijn. De kabinetsdoelen voor klimaat en energie bekijken we nader, omdat deze de ambitie neerleggen voor investeringen in CO<sub>2</sub>-arme technologieën in de periode tot 2020.

#### Huidige doelstellingen energie en klimaat

Het Kabinet Rutte heeft in haar regeerakkoord opgenomen dat de Europese doelen voor een hernieuwbare energievoorziening de komende jaren leidend zullen zijn. Nederland committeert zich aan de afspraken die in Europees verband gemaakt zijn en, anders dan de Nederlandse afspraken, bindend zijn.

Nederland zal uitvoering moeten geven aan de feitelijke realisatie van de Europese doelstellingen. Vanuit het oogpunt van de energietransitie moet Nederland de doelstellingen voor de niet-ETS sectoren (-16% t.o.v. 2005) en voor hernieuwbare energie (14% totaal en 10% transport) realiseren, naast de uitvoering van een gerichte innovatieagenda voor de ontwikkeling van nieuwe en veelbelovende sectoren. Het is voorts in het belang van zowel de overheid, het bedrijfsleven als de consument om een zo optimaal mogelijke balans te creëren tussen de realisatie van de doelstellingen en langere-termijn economisch beleid aan de ene kant, en de huidige uitgaven of kosten aan de andere kant. Een voorwaarde hiervoor is dat het totaal van ingezette overheidsinterventies een consistent geheel vormen en daardoor de juiste effecten sorteren. Hieronder bespreken we de doelen van de verschillende overheidsinterventies en geven daarbij oplossingsrichtingen voor de overheid om de ontwikkeling naar een low-carbon economie te bespoedigen.

### 5.2 Elektriciteit

De analyse voor elektriciteit (hoofdstuk 4.1) laat zien dat de Nederlandse overheid op verschillende manieren de productie en het eindverbruik van elektriciteit beïnvloedt.

De belangrijkste overheidsinterventie gericht op het eindverbruik van elektriciteit is de Energiebelasting (EB). De energiebelasting wordt geheven op grond van de Wet belastingen op milieugrondslag en vervangt sinds 1 januari 2004 de in 1996 ingevoerde Regulerende Energie Belasting (REB, ecotaks) (SDU Uitgevers, 2010). Het doel van de EB is om efficiënt gebruik van energie te stimuleren. Huishoudens betalen het hoogste tarief en ondervinden daardoor de grootste prikkel om energie te besparen. Voor midden- en grootverbruikers gelden lagere belastingtarieven om de concurrentiepositie van deze bedrijven te handhaven. De grootverbruikertarieven van de energiebelasting liggen op of rond het door de EU verplichte minimum. Het initiële doel van de energiebelasting om energie te besparen is goed verenigbaar met huidige energie- en klimaatdoelstellingen, maar de uitwerking van de Energiebelasting kan sterk verbeterd worden. Het degressieve tarievenstelsel dat grootverbruik van energie minder belast dan het kleinverbruik is niet logisch vanuit het oogpunt van energiebesparing. Een meer uniform belastingtarief voor alle typen gebruikers is een belangrijke stap op weg naar meer energiebesparing in de industrie en kan de kosten voor het halen van klimaatdoelstellingen aanzienlijk verminderen.

Aan de productiekant van elektriciteit bestaat een aantal overheidsinterventies die gericht zijn op de implementatie van hernieuwbare energie en energiebesparing, zoals de SDE en MEP, EIA en de regeling groenprojecten. Met het instellen van deze overheidsinterventies geeft de Nederlandse overheid richting aan de ontwikkeling naar een low-carbon economie. Met een groeipad voor hernieuwbare energie voor ogen tot 14% in 2020 zullen de overheidsuitgaven aan de SDE (en waarschijnlijk ook de EIA) naar verwachting toenemen. Deze toename in uitgaven voor de SDE zal echter tijdelijk zijn en afnemen doordat de meerkosten van hernieuwbare energieopties dalen (enerzijds door het doorlopen van de leercurve, anderzijds door de hogere kosten van fossiele energiedragers) en deze op den duur zonder financiële ondersteuning van de Nederlandse overheid zullen kunnen.

De overheidsinterventies beogen de onrendable top van hernieuwbare energie te dekken, maar door de huidige imperfecties in zowel het ontwerp van de SDE-regeling, de in dit rapport geïdentificeerde ongelijkheden in het speelveld, alsmede institutionele weerstand en onderontwikkelde wet – en regelgeving, wordt deze onrendabele top juist vergroot (Ecofys, 2010b). Doordat deze onrendabele top wordt gecorrigeerd door een hogere SDE-premie, beschouwen we dit in deze studie als een compensatie voor het ongelijke speelveld. Wel liggen hier aanzienlijke besparingsmogelijkheden.

Naast de in dit rapport gekwantificeerde interventies zijn er aanwijzingen voor andere, lastiger te kwantificeren, ongelijkheden in de energiemarkt. Nieuw decentraal vermogen (WKK en kleinschalig hernieuwbaar) ondervindt mogelijk nadeel ten opzichte van nieuw basislastvermogen (fossiel en kern) als het gaat om de kosten van netuitbreidingen. De kosten van netuitbreidingen en het gebruik ervan worden in Nederland niet toegerekend aan specifieke producenten of afnemers, maar worden door een algemeen transporttarief toegerekend aan alle afnemers. Dit is gunstig voor eenheden met hoge kosten voor netuitbreidingen, zoals voor export producerend kolenvermogen (De Vries, 2008).

### 5.3 Warmte

De belangrijkste overheidsinterventies (qua omvang) bevinden zich voor warmte aan de kant van de eindgebruiker. Net als het verbruik van elektriciteit wordt ook het verbruik van warmte belast door middel van de Energiebelasting. Voor de eindgebruikercategorieën glastuinbouw, overige (commerciële diensten) en industrie gelden verlaagde tarieven t.o.v. de tarieven die huishoudens betalen. Ook hier geldt dat de relatieve prikkel om energie te besparen voor huishoudens het grootst is.

De glastuinbouw is een kleinschalige en energie-intensieve sector. Het kleinschalige karakter van de glastuinbouw maakt dat de Energiebelasting op aardgas relatief zwaar drukt op de bedrijfsexploitatie. Daarom kent deze sector een specifiek toegesneden energiebelastingtarief. Dit zogeheten tuinbouwtarief is destijds ingesteld als correctie voor de onevenredige uitwerking van de gekozen algemene tariefstructuur bij de Energiebelasting (CE, 2010a).

### 5.4 Transportbrandstoffen

De analyse van transportbrandstoffen (hoofdstuk 4.3) richt zich op de twee belangrijkste overheidsinterventies, namelijk accijnzen op motorbrandstoffen en energiebelasting voor elektrisch vervoer per spoor.

De accijnzen op motorbrandstoffen hebben primair een fiscale functie. Dit betekent dat budgetoverwegingen altijd een belangrijke rol gespeeld hebben bij het bepalen van de hoogte van accijnzen. De eventuele gevolgen van accijnsmaatregelen voor de energievoorziening, het milieu en de verkeers- en vervoersontwikkeling spelen een ondergeschikte rol (SDU Uitgevers, 2010). Accijnzen kunnen niet alleen gelegitimeerd worden vanuit milieudoelen, zoals emissies van CO<sub>2</sub> en/of andere luchtverontreinigende stoffen. Energiebesparingsmotieven hebben de hoogte van de accijnzen in het verleden wel beïnvloed, maar hadden niet het zwaarste gewicht.

Voor biobrandstoffen bestaat er in Nederland geen stimuleringsbeleid via de accijnzen en gelden voor bio-ethanol en biodiesel dezelfde accijnzen als voor respectievelijk diesel en benzine. De afzet van biodiesel en bio-ethanol wordt in Nederland gestimuleerd door een bijmengverplichting. De verplichting is opgelegd aan oliemaatschappijen die biobrandstof aan diesel of benzine moeten toevoegen. De analyse in dit onderzoek laat zien dat de overheidsondersteuning van biobrandstoffen lager is dan bij de meeste conventionele motorbrandstoffen. Zonder accijnsvrijstelling voor biobrandstoffen kunnen biobrandstoffen niet concurreren met fossiele brandstoffen. De huidige accijnzen houden onvoldoende rekening met de CO<sub>2</sub>-inhoud van brandstoffen. Wanneer het oogmerk van accijnzen wordt om de negatieve externe effecten (o.a. CO<sub>2</sub>-uitstoot, verzuring) van de productie van brandstoffen te internaliseren kan dit een grote verschuiving veroorzaken in de transportsector.

Een andere barrière voor de handel en het gebruik van biobrandstoffen is het hoge importtarief voor bio-ethanol. Per liter bio-ethanol moet € 0,193 betaald worden. Vergroting van het marktaandeel biobrandstoffen dat de bijmengverplichting beoogt, wordt hierdoor bemoeilijkt.



In het vrachtvervoer geldt voor bijna alle typen brandstoffen een vrijstelling van accijnsheffing of een gereduceerd tarief. De achtergrond van de vrijstellingen voor sectoren als scheepvaart en luchtvaart is het voorkomen van verstoring van internationale concurrentieverhoudingen.

## 6 Conclusies

Economen zullen stellen dat in een ideale wereld de externe kosten worden geïnternaliseerd in de energieprijzen en dat overheidsinterventies alleen geoorloofd zijn als correctie voor eventueel marktfalen. In die ideale wereld dienen interventies een zo breed mogelijke grondslag te bestrijken en vrijstellingen binnen belastingen (grondslagversmallers) tot een minimum beperkt te blijven. Op deze manier ontstaat voor alle energiegebruikers en marktpartijen een gelijk speelveld om te investeren in energiebesparing en hernieuwbare energie, of als dat niet rendabel is, op fossiele voet door te gaan. Dit heeft enerzijds tot gevolg dat er maatschappelijk gezien een aantrekkelijk investeringsklimaat ontstaat om te investeren in hernieuwbare energie, anderzijds kunnen zo effectieve prikkels aan zo veel mogelijk energiegebruikers worden gegeven om meer te investeren in energiebesparing. Belangrijke parameters waarmee de belangrijkste externaliteiten in eerste instantie kunnen worden omvat, zijn de energie-inhoud van de energiedragers en de bij energieconversie samenhangende CO<sub>2</sub>-emissies.

De ideale wereld wijkt echter af van de werkelijkheid. In de huidige energiemarkt bestaan verschillende vormen van overheidsingrijpen en financiële steun voor zowel producenten als afnemers van energie. Besluiten over dergelijke voorzieningen hebben in het verleden elk hun eigen grondslag gehad. In sommige gevallen belemmeren ze het ontstaan van een gelijk speelveld voor hernieuwbare en fossiele energiebronnen en zijn ze in het licht van de huidige energie- en klimaatdoelstellingen niet meer als zodanig te rechtvaardigen. Een voorbeeld is het degressieve stelsel van de energiebelasting of accijnzen op transportbrandstoffen die op geen enkele manier gerelateerd zijn aan de koolstofinhoud van de brandstof.

Vanuit het perspectief van investeerders en projectontwikkelaars bestaan er verschillende directe en indirecte overheidssubsidies op de energiemarkt. Directe subsidies zijn zichtbaar aan de uitgavenkant van de overheidsbegroting. Indirecte subsidies daarentegen worden vaak niet herkend als subsidie en vaak ook niet zo genoemd. Zij omvatten allerlei vormen van overheidsingrijpen: belastingvoordelen of belastingvrijstellingen voor specifieke groepen, vaststelling van minimumprijzen, financiële garanties zoals exportkredietfaciliteiten, enzovoorts. Binnen deze studie hebben we de belangrijkste interventies in kaart gebracht en gekwantificeerd.

### **Nederlands belast veelvuldig op het eindgebruik van energie**

In Nederland wordt vooral het eindgebruik van energie belast (de energiebelasting – EB). De overheid steunt het eindgebruik van energie (gedomineerd door fossiele energie) jaarlijks met € 4,6 mld. Bij dit type overheidsinterventie is het niet mogelijk om te differentiëren tussen fossiel, duurzaam en kernenergie. Dit heeft tot gevolg dat interventies met name liggen in de tariefdifferentiaties en vrijstellingen die binnen de EB worden geboden aan de verschillende gebruikersgroepen. Met name voor het

midden- en grootverbruik voor elektriciteit zijn de EB tarieven niet in lijn met de veroorzaakte externe kosten, en is er dus – volgens de economische theorie – een noodzaak tot het in lijn brengen van de tarieven met externe kosten. Tenminste zou een heroverweging van de grondslagen en doelmatigheid van dit instrument moeten plaatsvinden. Voor warmte (gasverbruik) geldt dat de tarieven vanaf de EB schijf voor huishoudens niet in lijn zijn met de veroorzaakte externe kosten. Vanuit het perspectief van energie- en klimaat is ook hier aanpassing van de tarieven nodig.

### **De belasting op het eindverbruik van warmte kent onnodige vrijstellingen**

Op de inzet van aardgas voor warmteproductie zijn een aantal vrijstellingen en/of verlaagde tarieven EB van toepassing. Warmte wordt vooral belast op eindgebruik zonder daarbij onderscheid te kunnen maken tussen 'groen' gas en aardgas, bijvoorbeeld op basis van de externe kosten van CO<sub>2</sub>-emissies. Daarnaast verhindert het degressieve verloop van EB-tarieven een uniforme behandeling van warmte.

De energiebelasting op gas is sterk gericht op het kleinverbruik, deze gebruikerscategorie betaalt het hoogste tarief. Dit staat verduurzaming bij het midden- en grootverbruik, zoals in de glastuinbouw, commerciële diensten en de industrie, in de weg.

### **Ongelijk speelveld voor transportbrandstoffen**

De transportsector is een sector waarin belangrijke differentiaties en belastingverschillen bestaan. In het personenvervoer ondervinden diesel en LPG accijnsvoordelen ten opzichte van benzine (variabele externe kosten zijn gelijk aan de variabele heffingen). In beide gevallen kunnen de geboden accijnsvoordelen niet gerechtvaardigd worden door de lagere externe kosten van deze brandstoffen. Ook voor het personenreinvervoer geldt een stevige korting in vergelijking tot vervoer over de weg. Een gelijk speelveld impliceert dus een lagere accijns op benzine ten koste van diesel en LPG. Dit kan gecompenseerd worden met lagere vaste autobelastingen voor diesel en LPG om onbedoelde neveneffecten op koopkracht en brandstofmix te voorkomen.

Voor het goederenvervoer per schip en vliegtuig is sprake van aanzienlijke voordelen in de vorm van accijnsvrijstellingen vanuit diverse internationale verdragen terwijl de negatieve impact op het klimaat aanzienlijk is en innovaties in nieuwe brandstoffen niet bevordert. Daarnaast gelden voor mobiele werktuigen, dieseltreinen en landbouwwerktuigen accijnsvoordelen in het kader van rode dieselaccijns. In de toekomst zal ook in toenemende mate gebruik worden gemaakt van brandstoffen die onder een andere fiscale behandeling vallen (bijv. elektrisch vervoer dat onder EB valt of bio-LNG dat eveneens onder EB valt). Dat onderstreept de noodzaak van harmonisatie van belastingregimes in de verschillende sectoren.

### **Elektriciteitssector: de belangrijkste interventies gericht op hernieuwbare energie, zijn de MEP en SDE en EIA**

Dit onderzoek laat zien dat de overheidinterventies gericht op de productie van elektriciteit vooral de productie van hernieuwbare elektriciteit stimuleren. De productie

van hernieuwbare elektriciteit wordt door de Nederlandse overheid gestimuleerd door de MEP/SDE, EIA en een aantal minder omvangrijke regelingen. Deze maatregelen zijn specifiek gericht op het vergroten van het aandeel hernieuwbare elektriciteit en (in mindere mate) CO<sub>2</sub>-reductie. De SDE en EIA zijn goed verenigbaar met de ontwikkeling naar een hernieuwbare economie en daarnaast met de huidige energie- en klimaatdoelstellingen.

Deze studie laat zien dat steun aan een hernieuwbare technologie als windenergie op land gerechtvaardigd is als correctie voor het niet internaliseren van de externe kosten van elektriciteitsproductie in de energieprijzen. Voor andere technologieën is een andere rechtvaardiging nodig (zoals de verwachte bijdrage aan economische en industriële ontwikkeling) zolang de technologieën nog aan het begin van de leercurve staan. De overheidssteun kan echter effectiever en efficiënter worden door de vormgeving van het bestaande beleid te verbeteren. De SDE en gerelateerde wet – en regelgeving (zoals vergunningen) kunnen op een aantal punten verbeterd worden door een betere balans tussen publieke en private risico's na te streven. Dit rapport biedt een aantal aanknopingspunten voor het creëren van een gelijk spelveld (en potentieel lagere SDE(+)-uitgaven) tussen hernieuwbare – en fossiele energie. Studies die hier verder naar gekeken hebben zijn (Ecofys, 2010a) en (Ecofys, 2010b).

De ontheffing van kolenbelasting voor elektriciteitsopwekking kolencentrales is niet als een indirecte overheidsinterventie aangemerkt. Hier zijn twee redenen voor. Ten eerste geldt een ontheffing op de brandstofinzet voor alle technieken en ten tweede wordt het externe effect van CO<sub>2</sub>-uitstoot van elektriciteitscentrales gereguleerd via het EU ETS.

### **Elektriciteitssector: Kernenergie**

De inzet van overheidsinterventies voor kernenergie is zeer moeilijk aan te tonen. In deze studie zijn twee interventies expliciet gekwantificeerd, namelijk de beperkte aansprakelijkheid voor kernongevallen tot een bedrag van € 340 mln en de beveiliging van nucleair transport.

Kernenergie is een techniek die voor veel investeerders opnieuw in de belangstelling is komen te staan, hoewel de kernramp in Fukushima tot heroverwegingen van overheidsbeleid (zoals in Japan) en bedrijfsstrategieën zou kunnen leiden. De grootste financiële risico's zijn momenteel gelegen in de bouwkosten. De realisatie van recente moderne kernreactoren gaat gepaard met grote budgetoverschrijdingen en vertragingen. De kosten van kapitaal voor het bouwen van kerncentrales verschillen per land en per bedrijf. Factoren die deze kosten beïnvloeden zijn o.a. risicofactoren van het land waar de centrale gebouwd wordt en de organisatie van de elektriciteitssector in het land. In een gereguleerd monopolie kunnen de kapitaalkosten 5 tot 8 procent bedragen. De bouwende partij kan in een monopolie immers alle (meer)kosten doorberekenen aan de consument, waardoor het risico dat investeerders hun geld niet terugkrijgen vrijwel nihil is. Maar in een competitieve elektriciteitsmarkt ligt het risico van de investering bij het energiebedrijf, waardoor de kapitaalkosten op kunnen lopen tot 15% of meer. Sommige overheden hebben de

risico's voor bedrijven verlaagd door bijvoorbeeld garanties te geven voor kapitaal, of voor minimumprijzen en –afname, waardoor de kapitaalkosten zullen afnemen. Het is echter onduidelijk of zulke verkapte vormen van subsidie zijn toegestaan binnen de Europese wetgeving. Tot op heden heeft het huidige kabinet aangegeven dat een investeerder het zonder steun van de overheid zal moeten doen.

De analyse in deze studie nodigt uit tot de volgende provocatieve stelling: zonder overheidssteun lijkt de bouw van een moderne reactor in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt niet financierbaar, en zou een exploitant moeten kunnen aantonen dat de realisatie van een kernreactor daadwerkelijk tegen commerciële financieringscondities en zonder directe en indirecte overheidssteun heeft plaatsgevonden ('omkeren van de bewijslast'). Overigens wordt in deze studie geen uitspraak gedaan over de rechtvaardiging van eventuele overheidssteun voor kernenergie (bijvoorbeeld vanuit het oogmerk van diversificatie van de brandstofmix). Wel is de huidige steun (gedeeltelijk) ingeschat en wordt geconstateerd dat niet alle externe kosten zijn geïnternaliseerd (zie hieronder).

De externe kosten van stroom uit een nieuwe centrale zijn omgeven met de nodige onzekerheid. De externe effecten van emissies zijn in vergelijking tot andere elektriciteitsopties laag, het is met name de vraag hoe om wordt gegaan met de waardering van 'kleine kans, groot effect'. Indien de maatschappij risico-averse waardering toekent aan het externe veiligheidsrisico van een nieuwe kerncentrale, komen de externe kosten uit op ruim 2 €ct/kWh.

### **Besteed ook aandacht aan het wegwerken 'zachtere' ongelijkheden in het speelveld**

In deze studie is veel aandacht besteed aan het kwantificeren van overheidsinterventies. Naast een groot aantal goed kwantificeerbare effecten van overheidsinterventies zijn er ook ongelijkheden in het speelveld aangetroffen die minder hard van aard zijn. Het gaat hier bijvoorbeeld om de relatief lange doorlooptijd voor vergunningen van hernieuwbare energieprojecten en de onzekerheid over het verkrijgen van SDE(+)-subsidie in een bepaald jaar. Een andere ongelijkheid is dat de netaansluiting van windparken op zee door de projectontwikkelaar gebouwd moet worden, terwijl de netaansluiting van bijvoorbeeld kolen-, gas- en kerncentrales op land door de netbeheerder wordt verricht. De totale investering voor wind op zee wordt hierdoor verhoogd, wat een extra drempel kan vormen. Daarnaast zijn de netkosten hoger dan in geval van aansluiting door de netbeheerder, doordat de financieringskosten van en voor de private projectontwikkelaar hoger zijn dan die voor de publieke netbeheerder.

Deze factoren verhogen de financiële risico's van projecten en kunnen de realisatie van deze projecten in de weg staan. Het speelveld voor energie kan evenwichtiger worden wanneer aandacht wordt besteed aan het verlagen van de financiële risico's voor hernieuwbare energieprojecten, waardoor eveneens de benodigde subsidiebehoefte kan worden teruggedrongen.

### **Externe kosten worden niet geïnternaliseerd**

De huidige interventies in de Nederlandse energiemarkt grijpen veelal aan bij het eindgebruik van energie en houden nagenoeg geen rekening met de externe kosten van elektriciteit- of warmteproductie. Indien de externe kosten in rekening worden gebracht bovenop de directe opwekkingskosten (vaste en variabel) ontstaat een interessant beeld. Wind op land wordt aantrekkelijker in de merit order dan bijvoorbeeld de poederkoolcentrales zonder en met CCS. Ook is er een duidelijk kostenvoordeel van een gascentrale ten opzichte van een moderne kolencentrale. Wanneer in de toekomst externe kosten geïnternaliseerd worden, zal dit significante verschuivingen in de kosten van de opties veroorzaken.



## Referentielijst

Agenschap NL (2010). Meerjarenaafpraak Energie-Efficientie MJA3. Resultaten 2009. Utrecht

Agentschap NL (2010). Jaarbericht 2009 SDE en MEP. Utrecht.

APX-ENDEX. (2011). "ENDEX wood pellets." verkregen April 2011 van <http://www.apxendex.com/index.php?id=291>.

CBS, PBL en WUR (2011). Energie: inleiding en beleid (indicator 0050, versie 12, 26 januari 2011). CBS, Planbureau voor de Leefomgeving and Wageningen Universiteit.

CE (2004). De prijs van een reis; de maatschappelijke kosten van het verkeer. CE Delft. Delft.

CE (2007). Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland. De 'vergeten' kosten in beeld. M. N. Sevenster, H. J. Croezen, M. Blom and F. Rooijers. CE Delft. Delft.

CE (2010a). Benchmark energiebelasting glastuinbouw. Vergelijking energie-intensiteit met de industrie. CE Delft (M.J. Blom, D. Nelissen, B.L. Schepers) en LEI (N. van der Velden). Delft.

CE (2010b). Shadow prices handbook : Valuation and weighting of emissions and environmental impacts. M. H. K. S.M. de Bruyn, A.Z. Markowska, M.D. Davidson, F.L. de Jong, M. Bles en M. Sevenster. CE Delft. Delft.

CE (2010c). VME Energy Transition Strategy – External Costs and Benefits of Electricity Generation. D. Bennink, H. Croezen, F. de Jong, A. Markowska. CE Delft. Delft.

Cooper, M. (2009). The Economics of Nuclear reactors: Renaissance or Relapse?

De Vries, J. (2008). Biased incentives? Over tegenstrijdige beleidsprykkels in de Nederlandse energiepolitiek. Notitie t.b.v. Energie Dialoog Nederland.

DTI (2006). Nuclear power generation cost benefit analysis, Department of Trade and Industry. London.

ECN (2007). Fact Finding Kernenergie t.b.v. de SER-Commissie Toekomstige Energievoorziening, Energy Research Centre of the Netherlands. Petten.



ECN (2008). Kosten van elektriciteitsopwekking. ECN en PBL. Petten.

ECN (2010). Kernenergie & Brandstofmix. Effecten van nieuwe kerncentrales na 2020 in de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008, Energy Research Centre the Netherlands. Petten.

Ecofys (2010a). Uitwerking en actualisering duurzame energie ambities Klimaat- en Energieakkoord. R. Harmsen and T. Winkel. Interprovinciaal Overleg. Utrecht. .

Ecofys (2010b). Voorrang voor duurzaam. Duurzame elektriciteit en WKK op de marktplaats. T. Winkel, M. Rathmann, D. de Jager, R. Harmsen and K. Blok. Utrecht.

Ecoinvent (2010). Ecoinvent data v2.2. Swiss Centre for Life Cycle Inventories. St-Gallen, Zwitserland.

EEA (2004). Energy subsidies in the European Union: A brief overview. European Environment Agency. Kopenhagen.

ENDEX TTF gas. (2011). verkregen Maart 2011, van <http://apxindex.com/?id=274>.

ESM (2005). Duurzaamheidseffecten aanpak milieuschadelijke subsidies. J. A. van Ast, D. K. E. H. Maas en P. D. J. J. Bouma. Rotterdam, Erasmus centre for Sustainability and Management (ESM), Erasmus Universiteit Rotterdam. Rotterdam.

EZ (2010). CCS grootschalig demonstratieproject op zee. Ministerie van Economische Zaken - Interdepartementale projectorganisatie CCS. Den Haag.

Goedkoop, M. J., R. Heijungs, M. Huijbregts, A. de Schryver, J. Struijs en R. V. Zelm (2008). ReCiPe 2008, A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. First edition Report I: Characterisation.

Hirschberg, S., P. Burgher en A. Hunt (2004). Accident risks in the energy sector: comparison of damage indicators and external costs. PSAM7 conference.

IEA (1988). Coal Prospects and Policies in IEA Countries. IEA (International Energy Agency). Parijs.

IEA/OECD-NEA (2010). Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency OECD Nuclear Energy Agency (NEA). Parijs.

Jonkman, S., P. v. Gelder en J. Vrijling (2003). "An overview of quantitative risk measures for loss of life and economic damage." Journal of Hazardous Materials A99: 1-30.

Junginger, M., P. Lako, S. Lensink, W. van Sark en M. Weiss (2008). Technological learning in the energy sector. Universiteit Utrecht en ECN. Utrecht.

MIT (2003). The Future of Nuclear Power. Massachusetts Institute of Technology: an interdisciplinary MIT study. Massachusetts.

MIT (2009). Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power: an interdisciplinary MIT study, Massachusetts Institute of Technology. Massachusetts.

Mullen, K., D. Sun, D. Orden en A. Gulati (2004). Producer Support Estimates (PSEs) For Agriculture in Developing Countries: Measurement Issues and Illustrations from India and China. MTID Discussion Paper No. 74. International Food Policy Research Institute. Washington D.C.

NEEDS (2008). Final report on the monetary valuation of mortality and morbidity risks from air pollution NEEDS deliverable no. 6.7. Priority 6.1: Sustainable Energy Systems and sub-priority 6.1.3.2.5: Socio-economic tools and concepts for energy strategy. B. Desaignes, D. Ami, A. Bartczak, M. Braun-Kohlova, S. Chilton, V. Farreras, A. Hunt, M. Hutchison, C. Jeanrenaud, P. Kaderjak, V. Maca, O. Markiewicz, H. Metcalf, S. Navrud, J.S. Nielsen, R. Ortiz, S. Pellegrini, A. Rabl, R. Riera, M. Scasny, M-E. Stoeckel, R. Szanto and J. Urban.

Neij, L. (2008). "Cost development of future technologies for power generation—A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments." *Energy Policy* 36: 2200 - 2211.

OECD (1987). National Policies and Agricultural Trade. Parijs.

OECD (1998). Improving the environment through reducing subsidies. Parijs.

OECD (2010a). OECD's producer Support Estimate and Related Indicators of Agricultural Support: Concepts, Calculations, Interpretation and Use (The PSE Manual). Parijs.

OECD (2010b). Projected Cost of Generating Electricity. 2010 edition. Parijs.

Oosterhuis, F. (2001). Energy subsidies in the European Union. Final Report. Europees Parlement.

PBL. (2010). "Bijmenging biobrandstoffen 2010." verkregen April 2011, from [www.pbl.nl/balansvandeleeftomgeving](http://www.pbl.nl/balansvandeleeftomgeving).

A. Seebregts. (2011) Persoonlijke communicatie. ECN.Petten.

F. Goudswaard.(2011). Persoonlijke communicatie Prijzen steenkool 1e t/m 3e kwartaal 2010. Eneco. Rotterdam.

Profundo (2005). Verlengde opening Borssele: risico's en kosten. Een onderzoeksrapport voor Greenpeace Nederland., Profundo Economisch Onderzoek.

SDU Uitgevers, Ed. (2010). Handboek Energie en Milieu, 1993, losbladig, met aanvullingen.

Spring Associates (2010). The Economic Viability of Nuclear Power in The Netherlands. Amsterdam.

UNEP/IEA (2002). Reforming Energy Subsidies. Parijs.

US EIA (2011). Levelized Cost of New Generating Electricity. Annual Energy Outlook 2011, U.S. Energy Information Administration.

Van Beers, C., C. J. M. van den Bergh, A. de Moor en F. Oosterhuis (2002). Environmental impact of indirect subsidies. Development and application of a policy oriented method. TU Delft, RIVM and Vrije Universiteit Amsterdam.

Visser, W. M. G. (2008). Fiscale monografieën

World Nuclear Association. (2011). verkregen mei 2011, van <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>.

## Bijlage A Longlist overheidsinterventies

Tabel A - 1 Overzichtstabel overheidsinterventies in de energiemarkt. Met blokjes is aangegeven welke interventies zijn meegenomen in de shortlist.

No.	Naam_overheidsinterventie	Sector en energiedrager	Type	Aangrijpingspunt	Omvang (mln euro/jaar)	Bron / eigen berekening
1.	Milieu kwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP) en Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE)	- Hernieuwbare energie - Elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	668	Terugblik 2010 op Subsidieregeling 'Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie' (MEP) (p.11)
2.	Energie investeringsaftrek (EIA)	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	41	Eigen berekening
3.	Milieu-investeringsaftrek (MIA)	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	113	Staatscourant, 21 december 2009
4.	Regeling groenprojecten: heffingskorting groen beleggen	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	7,7	Miljoenennota 2010
5.	Subsidieregeling energie en innovatie, Risico's dekken voor Aardwarmte	- Hernieuwbare energie - Warmte	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	5	Subsidieoverzicht Rijk 2010
6.	Regeling groenprojecten: Vrijstelling groen beleggen forfaitair rendement	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	7,5	Miljoenennota 2010
7.	Subsidieregeling energie en innovatie, Energie onderzoek subsidie (EOS) (totaal)	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	55,8	Subsidieoverzicht Rijk 2010
8.	Tijdelijke regeling Isolatieglas	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Eindgebruikerprijzen	43	Subsidieoverzicht Rijk 2010
9.	Regeling willekeurige afschrijving milieu-investeringen (VAMIL)	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	55	Staatscourant, 21 december 2009
10.	Subsidie marktintroductie energieinnovaties (glastuinbouw)	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Eindgebruikerprijzen	27,9	Subsidieoverzicht Rijk 2010
11.	Hernieuwbare warmte voor bestaande woningen – Tijdelijke energieregeling markt en innovatie (TERMDWBW)	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Eindgebruikerprijzen	26,5	Subsidieoverzicht Rijk 2010
12.	Verlaagd btw-tarief isolatie	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	13	Subsidieoverzicht Rijk 2010

No.	Naam_overheidsinterventie	Sector en energiedrager	Type	Aangrijpingspunt	Omvang (mln euro/jaar)	Bron / eigen berekening
13.	Subsidie op energieadvies voor woningeigenaren	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Directe subsidie	Eindgebruikerprijzen	7	Subsidieoverzicht Rijk 2010
14.	Investeringsregeling Energiebesparing	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	5	Subsidieoverzicht Rijk 2010
15.	Subsidieregeling milieugerichte technologie	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Eindgebruikerprijzen	4,2	Subsidieoverzicht Rijk 2010
16.	Subsidieprogramma milieu & technologie	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	4,2	Omgeving in de praktijk
17.	Subsidieregeling energie en innovatie, hernieuwbare biomassaimport	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	3	Subsidieoverzicht Rijk 2010
18.	Subsidieregeling energie en innovatie, Verlaging electriciteitsaansluiting warmtepomphouders	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Eindgebruikerprijzen	1,5	Subsidieoverzicht Rijk 2010
19.	InnoWATOR-projecten – Subsidieregeling sterktes in innovatie	- Hernieuwbare energie - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	2	Omgeving in de praktijk
20.	Bijmengverplichting biobrandstoffen	- Hernieuwbare energie - Transport	Hoeveelheidsrestricties	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	215	Eigen berekening
21.	Degressiviteit Energiebelasting (EB) - Verlaagde tarieven electriciteit voor grootverbruikers	- Fossiele energie - Elektriciteit	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	252	ESM (2005)
22.	Afkoop emissierechten door de Nederlandse staat van acht bedrijven	- Fossiele energie - Elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	55	Eigen berekening
23.	Wet aansprakelijkheid kernongevallen	- Kernenergie - Elektriciteit	Publieke verschaffing goederen en diensten	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	10,4	
24.	CO <sub>2</sub> Afvang en Opslag (CCS) - diverse meerjarige subsidies	- Fossiele energie - Elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	150	Subsidieoverzicht Rijk 2010
25.	Energiebelasting - Vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie	- Fossiele energie - Elektriciteit	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	8	CE Delft (2010)
26.	Beveiliging nucleaire installaties en transporten	- Kernenergie - Elektriciteit	Publieke verschaffing van goederen en diensten	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	5	Eigen berekening
27.	Degressiviteit EB - Verlaagde tarieven gas voor grootverbruikers	- Fossiele energie - Warmte	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	1499	ESM (2005)
28.	Investeringsaftrek voor investeringen in marginale gasvoorkomens op het Nederlands continentaal plat	- Fossiele energie - Warmte	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	194	Staatscourant
29.	Overig: kerken en non profit instellingen	- Fossiele energie	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	34	Miljoenennota 2010

No.	Naam_overheidsinterventie	Sector en energiedrager	Type	Aangrijpingspunt	Omvang (mln euro/jaar)	Bron / eigen berekening
		- Transport				
30.	Gratis emissierechten EU ETS 2005-2012	- Fossiele energie - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	1500	Eigen berekening
31.	Energiebelasting - verlaagde tarieven gas voor glastuinbouw	- Fossiele energie - Warmte	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	88	Eigen berekening
32.	Subsidie Maatschappelijke Organisaties Milieu (SMOM)	- Divers - Warmte en elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Eindgebruikerprijzen	10,23	Subsidieoverzicht Rijk 2010
33.	Brandstofaccijns - verlaagde tarieven LPG	- Fossiele energie - Transport	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	223	Eigen berekening
34.	Brandstofaccijns - vrijstellingen voor kerosine	- Fossiele energie - Transport	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	1695	Eigen berekening
35.	Brandstofaccijns - verlaagde tarieven rode diesel	- Fossiele energie - Transport	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	236	Eigen berekening
36.	Brandstofaccijns- vrijstelling scheepvaart	- Fossiele energie - Transport	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	440	Eigen berekening
37.	Motorrijtuigenbelasting: Nihil tarief zeer zuinige auto's	- Hernieuwbare energie - Transport	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	34	Miljoenennota 2010
38.	Vrijstelling kolenbelasting voor kolencentrales	- Fossiele energie - Elektriciteit	Belastingsubsidie	Eindgebruikerprijzen	0	Belastingdienst (2010)
39.	Kapitaalinjecties	- Kernenergie - Elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	
40.	Beperkte aansprakelijkheid voor ondergrondse opslag van CO <sub>2</sub>	- Fossiele energie - Elektriciteit	Publieke verschaffing goederen en diensten	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	
41.	Participatie EBN in olie- en gaswinningsactiviteiten	- Fossiele energie - Elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	
42.	Onvolledige doorberekening historische kosten energie-infrastructuur	- Fossiele energie - Elektriciteit	Publieke verschaffing van goederen en diensten	Eindgebruikerprijzen	onbekend	(, van den Bergh et al., 2002a)
43.	Laag rendement op overheidsaandeel energiebedrijven	- Fossiele energie - Elektriciteit	Exploitatie- of kapitaalsubsidie	Eindgebruikerprijzen	onbekend	(ESM, 2005)
44.	Richtlijnen ontmantelingsfondsen	- Kernenergie - Elektriciteit	Publieke verschaffing goederen en diensten	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	
45.	Lange termijn opslag	- Kernenergie - Elektriciteit	Publieke verschaffing goederen en diensten	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	

No.	Naam_overheidsinterventie	Sector en energiedrager	Type	Aangrijpingspunt	Omvang (mln euro/jaar)	Bron / eigen berekening
46.	Onderzoekssubsidies kernenergie	- Kernenergie - Elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	
47.	Bijdrage (inter)nationale nucleaire organisaties	- Kernenergie - Elektriciteit	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	
48.	Kosten allocatie uitbreiding van elektriciteitsnetten voor centrales op land versus wind op zee	- Fossiele energie - Elektriciteit	Publieke verschaffing goederen en diensten	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	
49.	Kosten transport van elektriciteit ten behoeve van export van stroom	- Fossiele energie - Elektriciteit	Publieke verschaffing goederen en diensten	Eindgebruikerprijzen	onbekend	
50.	Importheffingen voor bioethanol hoger dan fossiele brandstoffen (waaruit ethanol gemaakt kan worden)	- Hernieuwbare energie - Transport	Belastingsubsidie	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	30 305 Wijziging van de Elektriciteitswet 1998 in verband met enkele aanpassingen van de wijze van stimulering van de milieukwaliteit van de elektriciteitsvoorziening vergaderjaar 2006-7
51.	Maximum eindverbruikstarieven voor beschermde afnemers	- Fossiele energie - Warmte en elektriciteit	Prijsregulering	Eindgebruikerprijzen	onbekend	ESM (2005)
52.	Voordelen verbonden aan historische overheidsinterventies in de energie-infrastructuur en productie	- Fossiele energie - Warmte en elektriciteit	Publieke verschaffing van goederen en diensten	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	
53.	Kosten netuitbreiding/extra capaciteit hoogspanningsnet/aardgasnetwerk	- Fossiele energie - Warmte en elektriciteit	Publieke verschaffing van goederen en diensten	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam	onbekend	Ecofys, ECN

## Bijlage B Factsheets overheidsinterventies (shortlist)

Hieronder volgen de factsheets van de interventies die in deze studie nader onderzocht zijn in hoofdstuk 4 ( die met andere woorden op de shortlist staan). De nummers van de factsheets corresponderen met de nummers van de interventies op de longlist in Bijlage A.

### **Overheidsinterventies elektriciteit..... 66**

Factsheet 1. Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP) en Stimulering Hernieuwbare Energieproductie (SDE) ..... 66

Factsheet 2. Energie-investeringsaftrek (EIA)..... 67

Factsheet 4 en 6. Regeling groenprojecten: heffingskorting groen beleggen en vrijstelling groen beleggen forfaitair rendement ..... 68

Factsheet 21. Degressiviteit Energiebelasting (EB) - Verlaagde tarieven elektriciteit voor grootverbruikers 69

Factsheet 22. Afkoop emissierechten door de Nederlandse staat van acht bedrijven (vanaf 2013) ..... 70

Factsheet 23. Wet aansprakelijkheid kernongevallen ..... 71

Factsheet 24. CO<sub>2</sub> Afvang en Opslag (CCS) - diverse meerjarige subsidies ..... 73

Factsheet 25. Energiebelasting - Vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie ..... 74

Factsheet 26. Beveiliging nucleaire installaties en transporten ..... 75

Factsheet 30. Gratis emissierechten EU ETS 2005-2012 ..... 76

### **Overheidsinterventies warmte..... 77**

Factsheet 27. Degressiviteit EB - Verlaagde tarieven gas voor grootverbruikers..... 77

Factsheet 31. Energiebelasting - verlaagde tarieven gas voor glastuinbouw ..... 78

### **Overheidsinterventies transportbrandstoffen ..... 79**

Factsheet 20. Bijmengverplichting biobrandstoffen ..... 79

Factsheet 33. Brandstofaccijns - verlaagde tarieven LPG ..... 80

Factsheet 34. Brandstofaccijns - vrijstellingen voor kerosine ..... 81

Factsheet 35. Brandstofaccijns - verlaagde tarieven rode diesel..... 82

Factsheet 36. Brandstofaccijns- vrijstelling scheepvaart ..... 83



## Overheidsinterventies elektriciteit

<b>Factsheet 1. Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP) en Stimulering Hernieuwbare Energieproductie (SDE)</b>	
<b>Beschrijving</b>	<p>De MEP (subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie en de opvolger, de SDE (Stimulering Hernieuwbare Energieproductie), is een exploitatiesubsidie bedoeld voor particulieren, bedrijven en instellingen die hernieuwbare elektriciteit (MEP/SDE) of groengas (alleen SDE) produceren uit hernieuwbare bronnen.</p> <p>De SDE geeft een financiële vergoeding voor 12 of 15 jaar voor het hernieuwbare gedeelte van de stroom of het gas, bovenop de opbrengst van de geproduceerde hernieuwbare elektriciteit en groengas uit de verkoop op de markt.</p> <p>Deze MEP was open tussen juli 2003 en augustus 2006 en stimuleerde uitsluitend hernieuwbare elektriciteit. De SDE, die in werking is sinds 2008, wordt in 2011 omgevormd naar de 'SDE+'. De contouren van de SDE+ zijn geschetst in een kamerbrief van 22 april 2011<sup>27</sup>. De belangrijkste veranderingen zijn: één integraal budgetplafond; een maximum basisbedrag van 15 €ct/kWh (omgerekend 104 ct/Nm<sup>3</sup>); gefaseerde openstelling (goedkoopste optie eerst); introductie van een "vrije categorie" voor duurdere opties. Het is het voornemen van de minister om de SDE+ uiterlijk 1 juli 2011 open te stellen.</p> <p>In deze studie is uitgegaan van kasuitgaven voor verplichtingen voor de MEP en SDE voor het jaar 2009. De SDE+ valt buiten beschouwing.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Toename van de productie van hernieuwbare elektriciteit en groengas in Nederland
<b>Startjaar</b>	2003-2006 (MEP); 2008-heden (SDE/SDE+)
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Elektriciteit, Hernieuwbare energie
<b>Type interventie</b>	Exploitatie- of kapitaalsubsidie, Direct
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€ 677,5 mln (Totale kasuitgaven SDE en MEP 2009)
<b>Bron omvang</b>	(Agentschap NL, 2010)
<b>Kwantificering</b>	<p>Voor de berekening van de SDE-bijdrage voor wind op land is uitgegaan van de meest recent beschikbare gegevens over de actuele kasuitgaven en de hiermee opgewerkte hoeveelheid energie. Op basis van de SDE-regeling 2008 ging het in 2009 om € 0,7 mln waarmee 27 GWh aan elektriciteit is opgewekt. Per kWh is dit 2,6 €ct/kWh.</p> <p>Voor wind op zee zijn geen gegevens over recente SDE kasuitgaven, daarom is hier de MEP bijdrage gebruikt. In 2009 ging het hier om een kasuitgave van € 69 mln voor 735 GWh aan productie. Per kWh is de bijdrage berekend op 9,4 €ct/kWh.</p>

<sup>27</sup><http://www.agentschapnl.nl/sites/default/files/bijlagen/Kamerbrief,%2022%20april%202011,%20openstelling%20regeling%20SDE+.pdf>

## Factsheet 2. Energie-investeringsaftrek (EIA)

<b>Beschrijving</b>	<p><b>De energie-investeringsaftrek (EIA) maakt het fiscaal aantrekkelijk te investeren in energiebesparende bedrijfs-middelen of in hernieuwbare energie.</b></p> <p>De regeling is bedoeld voor ondernemers die in Nederland inkomsten- of vennootschapsbelasting betalen. Via de EIA kunnen ondernemers 44% van de investeringskosten aftrekken van de fiscale winst van de onderneming. Het directe financiële voordeel is afhankelijk van het belastingpercentage; het bedraagt ongeveer 11% van de goedgekeurde investeringskosten. De IEA is specifiek bedoeld voor innovatieve hernieuwbare projecten.</p> <p>Het netto voordeel voor de onderneming bedraagt rond de 11 % (van goedgekeurd bedrag van € 675 mln in 2009), rekening houdend met een EIA-aftrekpercentage van 44 % en een gemiddeld belastingtarief van 25%. Het totale netto voordeel voor de investeerders komt in 2009 dan uit op circa € 74 mln. Niet meegerekend zijn de mogelijke correcties die later door de Belastingdienst worden doorgevoerd.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Het stimuleren van investeringen in energiebesparende bedrijfsmiddelen of in hernieuwbare energie.
<b>Startjaar</b>	1997
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Warmte en elektriciteit, Hernieuwbare energie & Energiebesparing
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	<p>€ 74 mln.</p> <p>Het gaat hier om het netto voordeel voor ondernemers in 2009. Dit staat gelijk aan de gederfde inkomsten van het Rijk.in dat jaar.</p>
<b>Bron omvang</b>	Jaarverslag energie-investeringsaftrek 2009, AgentschapNL, 2010
<b>Kwantificering</b>	<p>Onder de EIA kan een investeerder 44% van de investeringsom aftrekken van de winst. De vennootschapsbelasting staat op circa a 25%, en hiermee geldt een netto belastingvoordeel van circa 11% van de investeringsom. Voor wind op zee komt dit op € 346 / kW en bij wind op land € 148 /kW. We rekenen deze bijdrage toe aan de cumulatieve verdisconteerde stroomopbrengst van de windparken, tijdens de volledige levensduur (20 jaar), tegen de in het model gebruikte discontovoet (12,5%).</p> <p>Met een jaaropbrengst van 3.676 respectievelijk 2.229 kWh/kW<sub>e</sub> voor wind op zee / wind op land, is de verdisconteerde jaaropbrengst 23.009 respectievelijk 13.952 kWh per kW<sub>e</sub> geïnstalleerd vermogen. De EIA bijdrage komt op 1,3 respectievelijk 0,9 €ct/kWh.</p>

## Factsheet 4 en 6. Regeling groenprojecten: heffingskorting groen beleggen en vrijstelling groen beleggen forfaitair rendement

<b>Beschrijving</b>	<p><b>Groen Beleggen is de roepnaam voor de faciliteit die particulieren een fiscaal voordeel biedt als zij sparen of beleggen bij een 'groene instelling' die het geld gebruikt om 'groenprojecten' te financieren. De particulier neemt genoegen met een lagere rente en de banken geven dat rentevoordeel door aan de investeerders.</b></p> <p>De Regeling groenprojecten omschrijft aan welke voorwaarden een project moet voldoen om in aanmerking te komen voor groenfinanciering. Kort gezegd gaat het om projecten die een duidelijk voordeel bieden voor natuur en milieu en een vernieuwend karakter hebben.</p> <p>De Regeling groenfonds en regelt de aanwijzing van krediet- en beleggingsinstellingen tot groene instellingen'. Zo'n groene instelling heeft een groenfonds of groenbank die particulier groen vermogen belegt in groenprojecten met een groenverklaring. De meeste Nederlandse banken hebben een groenfonds of groenbank. Deze groene instellingen staan onder toezicht van De Nederlandse Bank.</p> <p>In de Wet op de Inkomstenbelasting ten slotte is geregeld dat groen vermogen tot een maximum van 55.145 euro per persoon is vrijgesteld van de 1,2% vermogensrendementsheffing in box 3. Daarnaast geldt een heffingskorting van 1,3% van het vrijgestelde groene vermogen in box 1. Tezamen geeft dat een fiscaal voordeel van maximaal 2,5%.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Projecten stimuleren die een positief effect hebben op het milieu.
<b>Startjaar</b>	2002
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Warmte en elektriciteit, Hernieuwbare energie, Energiebesparing
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	~ € 153 mln: 83 mln (heffingskorting) + € 70 mln forfaitair rendement. (budgettair belang op transactiebasis in lopende prijzen voor het jaar 2010).
<b>Bron omvang</b>	Miljoenennota 2010
<b>Kwantificering</b>	Het voordeel heeft te maken met een rentekorting voor investeerders in wind op land als gevolg van de regeling. Voor een relatief ruwe inschatting van het effect is 1% aangenomen over het gedeelte van de investeringsomvang dat is gefinancierd met vreemd vermogen (70% wind op land). Bij investeringskosten van € 1350 / kW <sub>e</sub> vertaalt zich dit naar een jaarlijks voordeel van € 9,45 per kW <sub>e</sub> . Per kilowattuur is het voordeel dan (delen door de jaaropbrengst) 0,42 €ct/kWh.

## Factsheet 21. Degressiviteit Energiebelasting (EB) - Verlaagde tarieven elektriciteit voor grootverbruikers

<b>Beschrijving</b>	<p><b>De energiebelasting kent een degressief tarief dat afhankelijk is van de hoeveelheid afgenomen energie (elektriciteit en gas).</b></p> <p>Energiebelasting is een heffing op aardgas, elektriciteit en andere verwarmingsbrandstoffen (huisbrandolie, petroleum, LPG voor zover niet gebruikt voor het aandrijven van motorrijtuigen en pleziervaartuigen). De reductie op het EB tarief is een indirecte subsidie in de vorm van een belastingsubsidie. Het gaat om een subsidie die aangrijpt bij de producent; specifiek, een subsidie die aangrijpt op de input van een productieactiviteit.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Ontzien van grootverbruikers omdat electriciteit groot aandeel van kosten betreft
<b>Startjaar</b>	2004
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Elektriciteit, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Eindgebruikersprijzen
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€252 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	Eigen berekening
<b>Kwantificering</b>	<p>Als referentietarief is gekozen de externe kosten. Het verbruik in schijven die hier onder zitten wordt gezien als een interventie. Een eventueel surplus (dus EB is hoger dan referentietarief) wordt niet gezien als interventie.</p> <p>Het verschil ten opzichte van het referentietarief maal het volume van het verbruik dat in de schijf valt bepaald de omvang van de interventie. Met een referentie van 2 €ct/kWh voor de externe kosten van het opwekken van elektriciteit (NL productiemix) ontstaat zo een omvang van € 252 mln in 2010.</p>

## Factsheet 22. Afkoop emissierechten door de Nederlandse staat van acht bedrijven (vanaf 2013)

<b>Beschrijving</b>	<p><b>Compensatie door de overheid in de vorm van gratis emissierechten aan de nieuwe poederkoolcentrale van EON op de Maasvlakte ten behoeve van stroomlevering aan een consortium van acht grootafnemers.</b></p> <p>Het betreft hier een consortium van acht bedrijven die gezamenlijk aandeelhouder zijn van de E.ON MPP3 centrale. Het consortium wordt financieel gecompenseerd voor de kostprijs van de CO<sub>2</sub>-emissie certificaten die voor de MPP3 centrale aangeschaft moeten worden. De interventie grijpt zowel aan op een gebruikersgroep maar is ook gekoppeld aan een investeringsproject voor een specifieke installatie.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Voorkomen van hogere kosten voor bedrijven die veel stroom afnemen en eventueel concurrentienadeel door EU ETS allowances.
<b>Startjaar</b>	2013
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Elektriciteit, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Exploitatie- of kapitaalsubsidie, Direct
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€ 56 mln (vanaf 2013) / 0,86 €ct /kWh
<b>Bron omvang</b>	Eigen berekening
<b>Opgenomen in shortlist</b>	Ja
<b>Kwantificering</b>	<p>Er is een bedrag gemoeid van € 56 mln (<math>6,5 \text{ TWh} * 77,5\% * 0,74 \text{ kg/kWh} * 15 \text{ €/ton}</math>). De Nederlandse regeling hangt af van de mogelijkheid op Europees niveau indirecte kosten van elektriciteit te compenseren.</p> <p>Voor de berekening van deze interventie nemen we aan dat de 25% van de rookgassen door de afvanginstallatie gaan waar deze voor 90% worden afgevangen. Dit betekent dat, ten opzichte van een standaard poederkool centrale, de centrale voor een fractie van <math>100\% - (90\% * 25\%) = 77,5\%</math> CO<sub>2</sub> emissierechten moet kopen. Met een CO<sub>2</sub> prijs van 15 €/ton komt dat neer op 0,86 €ct/kWh (normaal poederkool 1,1 €ct/kWh). Het consortium wordt hiervoor gecompenseerd en dat is hiermee de omvang van de interventie.</p>

<b>Factsheet 23. Wet aansprakelijkheid kernongevallen</b>	
<b>Beschrijving</b>	<p><b>De Wet aansprakelijkheid kernongevallen (WAKO) geeft regels over de aansprakelijkheid voor schade door een kernongeval met een nucleaire installatie en andere handelingen in de splijtstofcyclus. De wet vormt een uitwerking en invulling van verdragen.</b></p> <p>Indien op het grondgebied van Nederland ten gevolge van een kernongeval schade wordt geleden, die ingevolge het Verdrag van Brussel of deze wet dient te worden vergoed en de daarvoor uit anderen hoofde beschikbaar komende middelen ontoereikend zijn voor de vergoeding van die schade tot een bedrag van € 2,3 mld stelt de Staat de openbare middelen beschikbaar die benodigd zijn ten einde die schade tot dat bedrag te vergoeden.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Verminderen van aansprakelijkheid van kerncentrales in geval van een ramp zodat schade verhaald kan worden
<b>Startjaar</b>	1979
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Elektriciteit, Kernenergie
<b>Type interventie</b>	Publieke verschaffing goederen en diensten, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€10,4 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	Eigen berekening op basis van CE 2007 (Hirschberg et al. 2004 en ExternE 1995) en CE 2010 (zie beneden)
<b>Opgenomen in shortlist</b>	Ja
<b>Kwantificering</b>	De omvang is sterk afhankelijk van aannames met betrekking tot de kans op een ernstig incident met een kerncentrale (zoals een meltdown met containment failure en daardoor lekken van radioactief materiaal), en de schade die een dergelijk incident zal veroorzaken. Het schatten van deze schade van dit soort gebeurtenissen kent grote onzekerheden en ze komen niet vaak voor. De volgende tabel geeft een aantal waarden uit de literatuur voor de becijferde kosten van dit soort ongevallen. Het gaat hier om de totale schade van een ernstig ongeluk met meer dan vijf doden.

Tabel: Externe kosten totale schade: directe doden en lange termijn schade van kernongelukken (containment failure)

	Kans ongeluk per GW-jaar	Aversie-factor	risiconeutraal €ct / kWh	risicoavers €ct / kWh
Ewers en Rennings (1994) overgenomen uit (Oosterhuis, 2001)	1:33.000 reactor-jaren	-	2,2	-
(CE, 2007), op basis van Externe 1995	1:100.000	317	0,01	3,2
(CE, 2007), case Tsjernobyl op basis van (Hirschberg, Burgher et al., 2004)	2:10.000	72	0,5	36
idem, andere kans (CE, 2007)	2:1.000.000	708	0,005	3,5
(CE, 2010c) (zelfde case Tsjernobyl), inclusief discounting van 3%	2:1.000.000	708	0,0033	2,3

In dit rapport is voor de externe kosten (hoofdstuk 5) gerekend met de risico-averse waarden, maar voor de kwantificering van de overheidsinterventie kiezen we een risiconeutraal perspectief (hoofdstuk 3).

We nemen het gemiddelde van twee waarden uit CE (2007), op basis van (Hirschberg, Burgher et al., 2004), met een geschatte kans 2:10.000 (Tsjernobyl) en de waarde uit (CE, 2010c) die op dezelfde manier berekend is maar dan met een veel lagere kans (2:1.000.000). Dit gemiddelde komt uit op 0,25 €ct/kWh. Voor Borssele (4,17 TWh/j) komt dit op een totale omvang van de interventie van €10,4 mln.

## Factsheet 24. CO<sub>2</sub> Afvang en Opslag (CCS) - diverse meerjarige subsidies

<b>Beschrijving</b>	<p><b>Op de ontwikkeling en implementatie van CCS worden diverse subsidies gegeven.</b></p> <p>Het ROAD-project heeft in 2010 € 150 mln subsidie gekregen van de Nederlandse overheid en € 180 mln van de EU; de afvang is geraamd op 1.1 Mt CO<sub>2</sub> per jaar voor een kwart van de rookgassen van een nieuw te bouwen poederkoolcentrale op de maasvlakte. Een van de randvoorwaarden is dat tenminste voor een periode van 5 jaar CO<sub>2</sub>-afvang gedemonstreerd moet worden.</p> <p>Het CATO-2 programma heeft in 2009 een overheidssubsidie gekregen van 30 mln Euro, voor een looptijd van 5 jaar, van 2009 tot 2013.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Stimuleren van verdere ontwikkeling van CO <sub>2</sub> -afvang en -opslag (CCS)
<b>Startjaar</b>	2009
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Elektriciteit, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Exploitatie- of kapitaalsubsidie, Direct
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€150 mln
<b>Bron omvang</b>	(EZ, 2010)
<b>Kwantificering</b>	<p>De CCS subsidies zijn gekwantificeerd naar kWh aan de hand van toerekenen aan de afvanginstallatie die op de maasvlakte gebouwd wordt voor de nieuwe MPP-3 unit. We nemen aan dat de afvanginstallatie afgeschreven wordt in 5 jaar, en rekenen bovenstaande subsidiebedragen (in totaal € 360 mln) toe aan de cumulatieve verdisconteerde elektriciteitsproductie van de gehele 1070 MW MPP-3 centrale, over 5 jaar, te weten 26,7 TWh (discontovoet zie tabel 4 -1).</p> <p>De interventie bedraagt hiermee dan 1,35 €ct/kWh.</p>



## Factsheet 25. Energiebelasting - Vrijstellingen voor de energie-intensieve industrie

<b>Beschrijving</b>	<p>Naast de degressieve tarieven geldt er een EB-vrijstelling voor verschillende productieprocessen en energie-intensieve bedrijven die deelnemen aan een energieconvenant (BM-convenant, MEE-convenant, MJA-III).</p> <p>Het betreft hier vrijstelling van het betalen van de hoogste schijf van de EB, zakelijk gebruik, te weten 0,05 €ct/kWh, op het onderdeel elektriciteit. De omvang van de interventie is in financiële zin beperkt. De interventie is voor de energie intensieve industrie belangrijk omdat ze voor een groot deel van hun verbruik vrijgesteld zijn van eventuele toekomstige verhogingen van de EB.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Ontzien van energie intensieve industrie omdat electriciteit groot aandeel van de totale kosten betreft voor grootverbruikers (>10 mln kWh/j).
<b>Startjaar</b>	2004
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Elektriciteit, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Eindgebruikersprijzen
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€ 8 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	(CE, 2010a)
<b>Kwantificering</b>	Betreft een vrijstelling van de hoogste schijf, dus 0,05 €ct/kWh. Echter in de daaronderliggende schijven wordt wel energiebelasting betaald. Daarom is de effectieve gemiddelde korting becijferd op 0,03 €ct/kWh (uitgaande van de gemiddelde e-gebruiken van de MJA-3 bedrijven (Agenschap NL, 2010)).

## Factsheet 26. Beveiliging nucleaire installaties en transporten

<b>Beschrijving</b>	<p><b>De overheid draagt (een deel van) de kosten van het beveiligen van nucleaire installaties en transporten tegen terroristische aanslagen of belemmeringen.</b></p> <p>Dit behoorde tot het takenpakket van het voormalige ministerie van VROM en is onderdeel van de Kernenergie Wet (KeW) uit 1963. VROM is verantwoordelijk voor de nucleaire veiligheid en de uitvoering van di-verse verdragsverplichtingen op het gebied van nucleaire veiligheid en het omgaan met afval.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Beheersen van risico's van stoffen, straling voor mens en milieu ook als dit het gevolg is van dreiging door moedwillige verstoring
<b>Startjaar</b>	1963 (Kernenergie Wet)
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Elektriciteit, Kernenergie
<b>Type interventie</b>	Publieke verschaffing van goederen en diensten, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€ 4,5 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	Eigen berekening
<b>Kwantificering</b>	<p>Interventie valt onder de Rijksbegrotingspost 'Bescherming tegen straling' en is onderdeel van de Kernenergie Wet (KeW) uit 1963. In 2010 was hier € 6 mln voor begroot, maar daar zitten ook maatregelen voor andere bronnen in, zoals het bijdragen aan beleidsnotities over een nieuwe onderzoeksreactor; uitwerking van de scenario's voor kernenergie; evaluatie van een nieuwe reactor; en dergelijke.</p> <p>We kunnen de aanname doen dat 75% van het begrootte bedrag ten goede komt van kernenergie, dus €4,5 mln.</p> <p>Met de jaaropbrengst nucleaire energie in Nederland (4,17 TWh in 2008) komt dit op 0,12 €ct/kWh.</p>

<b>Factsheet 30. Gratis emissierechten EU ETS 2005-2012</b>	
<b>Beschrijving</b>	<p><b>Bedrijfslocaties die verplicht deelnemen aan CO<sub>2</sub>-emissiehandel krijgen aan het begin van elk jaar een hoeveelheid emissie-rechten.</b></p> <p>Het aantal CO<sub>2</sub>-rechten dat de overheid op de markt brengt, bepaalt hoeveel CO<sub>2</sub> alle deelnemers tezamen mogen uitstoten (het emissieplafond). De hoeveelheid toe te kennen rechten is door de Nederlandse overheid (de ministeries van EL&amp;I en I&amp;M) vastgesteld op basis van het nationale toewijzingsplan broeikasgasemissierechten 2008-2012, ook wel het nationale allocatieplan of NAP genoemd. De regels voor CO<sub>2</sub>-emissiehandel zijn gebaseerd op de Europese regeling voor handel in broeikasgasemissierechten. In 2008 kon de totale indirecte subsidie ten gevolge van de gratis verstrekte rechten worden gekwantificeerd als € 1,5 mld.</p> <p>Echter, vanaf 2013 gelden er andere regels om gratis CO<sub>2</sub>-rechten toe te kennen (de derde fase van het emissiehandelsysteem 2013-2020). Voor de productie van elektriciteit krijgen bedrijven dan geen gratis rechten meer. Voor andere activiteiten krijgen bedrijven nog wel gratis rechten, maar beperkt. Als het bedrijf beter scoort, kan het rechten verkopen, maar voor de meeste bedrijven zal gelden dat ze rechten moeten bijkopen. De EU gaat de gratis emissierechten toewijzen.</p> <p>Voor de analyse is uitgegaan van de situatie in het jaar 2020 omdat de EU al heeft aangegeven deze indirecte subsidie te willen aanpakken door een groter deel van de rechten te veilen. ,.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Voorkomen van hogere kosten voor bedrijven en evt. (internationaal) concurrentienadeel door het EU ETS.
<b>Startjaar</b>	2005 (eerste fase 2005-2007, tweede fase 2008-2012)
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Warmte en elektriciteit, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Exploitatie- of kapitaalsubsidie, Direct
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€1000 mln na aanpassing van het emissiehandelssysteem in 2013.
<b>Bron omvang</b>	Eigen berekening
<b>Kwantificering</b>	Bepaalde industriële sectoren, met een door de EC bepaald risico op carbon leakage, worden gevrijwaard van het veilen van de rechten. Door CE Delft is in 2010 uitgerekend in opdracht van het Ministerie van Financiën dat die gratis rechten een waarde vertegenwoordigen van ongeveer 1 miljard Euro bij een emissiehandelsprijs van €30/t CO <sub>2</sub> . Bij een lagere prijs zullen de waarde van deze rechten lager liggen. Omdat nog niet precies duidelijk is hoe het emissiehandelsplafond voor de ETS-sectoren in 2020 eruit zal komen te zien is ook niet met zekerheid te zeggen of de prijsontwikkeling inderdaad richting de €30/t CO <sub>2</sub> zal gaan. Als het emissieplafond niet wordt aangescherpt en op -21% t.o.v. de 2005 emissies zal blijven liggen is een prijsontwikkeling van €15-20 meer waarschijnlijk.

## Overheidsinterventies warmte

<b>Factsheet 27. Degressiviteit EB - Verlaagde tarieven gas voor grootverbruikers</b>	
<b>Beschrijving</b>	<p><b>Grootverbruikers van gas betalen verhoudingsgewijs minder belasting dan kleine gebruikers, omdat de energiebelasting een degressief verloop kent via een aantal verbruikstaffels.</b></p> <p>De Energiebelasting is een belasting gericht op het eindgebruik van gas en houdt in principe geen rekening met de herkomst en productie van aardgas. De reductie op het energiebelastingtarief voor grootverbruikers is een indirecte subsidie in de vorm van een belastingsubsidie. Het gaat om een subsidie die aangrijpt input van een productieactiviteiten bij afnemers.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Ontzien van grootverbruikers omdat gas groot aandeel van kosten betreft
<b>Startjaar</b>	2004
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Warmte, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Eindgebruikersprijzen
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€1,577 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	Eigen berekening
<b>Kwantificering</b>	<p>Als referentietarief is gekozen de externe kosten. Het verbruik in schijven die hier onder zitten wordt gezien als een interventie. Een eventueel surplus (dus EB is hoger dan referentietarief) wordt niet gezien als interventie.</p> <p>Het verschil ten opzichte van het referentietarief maal het volume van het verbruik dat in de schijf valt bepaald de omvang van de interventie. Met een referentie van 0,16 €/m<sup>3</sup> voor de externe kosten van het verbranden van aardgas voor warmte (ongeveer gelijk aan het EB tarief van de eerste schijf) ontstaat zo een omvang van €1,577 mln in 2010.</p>

<b>Factsheet 31. Energiebelasting - verlaagde tarieven gas voor glastuinbouw</b>	
<b>Beschrijving</b>	<p><b>Er geldt voor de glastuinbouw een verlaagd belastingtarief op het gebruik van aardgas.</b></p> <p>Dit bijzondere tarief betekent een lagere energiekosten in de glastuinbouw en daardoor meer milieuschadelijke gevolgen. Volgens de Miljoenennota is met de glastuinderstraieven €92 mln gemoeid. Het gaat om een sector die met kleine marges te maken heeft relatief veel energie gebruikt ten opzichte van de bedrijfsomvang.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Ontzien van glastuinbouw omdat gas een groot aandeel van kosten betreft
<b>Startjaar</b>	2004
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Warmte en elektriciteit, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Eindgebruikersprijzen
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€92 mln (2010) (Budgettair belang op transactiebasis in lopende prijzen voor het jaar 2010)
<b>Bron omvang</b>	Miljoenennota 2010
<b>Kwantificering</b>	<p>De schijven voor de glastuinbouw zijn verlaagd ten opzichte van de normale EB-tarieven. Het betreft per m<sup>3</sup> een verschil van 14,8 €ct in de eerste schijf, 11,7 €ct in de tweede schijf; 1,9 €ct in de derde schijf en 0,3 €ct in de hoogste schijf. De totale omvang van de subsidie is berekend op € 88 mln uitgaande van de markt volumes binnen de aardgassector in de verschillende schijven. De gemiddelde interventie bedraagt hiermee 2,2 €/GJ voor de doelgroep glastuinbouw.</p>

## Overheidsinterventies transportbrandstoffen

<b>Factsheet 20. Bijmengverplichting biobrandstoffen</b>													
<b>Beschrijving</b>	<p>In 2010 moet in Nederland 4% van de brandstof in vervoer van biologische afkomst zijn. Om deze doelstelling te realiseren, worden leveranciers van benzine en diesel verplicht om een minimumpercentage biobrandstoffen bij te mengen.</p> <p>De Europese Unie heeft zich ten doel gesteld dat in 2010 5,75% van de brandstof in het vervoer van biologische afkomst is. Hieraan heeft de Nederlandse overheid invulling gegeven door middel van het <i>Besluit biobrandstoffen wegverkeer 2007</i>. De Nederlandse bijmengverplichting biobrandstoffen bijgesteld van 5,75% naar 4% in 2010.</p> <p>De bijmengverplichting zal de kosten van transportbrandstoffen verhogen en leiden tot additionele kosten voor de samenleving.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Jaar</th> <th style="text-align: left;">Bijmengpercentage (gemiddelde per jaar)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2007</td> <td>2,00%</td> </tr> <tr> <td>2008</td> <td>3,25%</td> </tr> <tr> <td>2009</td> <td>3,75%</td> </tr> <tr> <td>2010</td> <td>4,00%</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table> <p>Bron: (PBL, 2010)</p>	Jaar	Bijmengpercentage (gemiddelde per jaar)	2007	2,00%	2008	3,25%	2009	3,75%	2010	4,00%		
Jaar	Bijmengpercentage (gemiddelde per jaar)												
2007	2,00%												
2008	3,25%												
2009	3,75%												
2010	4,00%												
<b>Beoogd effect</b>	Het verhogen van het aandeel van biobrandstoffen in transport.												
<b>Startjaar</b>	2007												
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Transport, Hernieuwbare energie												
<b>Type interventie</b>	Verplichting, direct												
<b>Aangrijpingspunt</b>	Relatieve prijzen fossiel en duurzaam												
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€215 mln												
<b>Bron omvang</b>	Eigen berekening (zie beneden)												
<b>Kwantificering</b>	Biobrandstoffen hebben een hogere kostprijs. Bioethanol is per liter zo'n 0,15 € duurder dan benzine, en biodiesel zelfs zo'n 0,29 €. Deze meerprijs zal worden doorbelast aan de gebruiker of komt ten nadele van de marges in de productieketen. De omvang van de interventie is daarom gesteld op deze meerkosten.												

<b>Factsheet 33. Brandstofaccijns - verlaagde tarieven LPG</b>	
<b>Beschrijving</b>	<p><b>Motorbrandstoffen worden in Nederland met verschillende accijnzen belast. Voor LPG geldt een sterk verlaagd tarief van 8 €ct/liter (ten opzichte van diesel (42 €ct) en benzine (71 €ct)).</b></p> <p>De achtergrond is dat in het tijdperk van gelode benzine het rijden op LPG een belangrijk milieuvoordeel genoot. Sinds de beschikbaarheid van ongelode benzine is dit punt wat genuanceerd en LPG is tegenwoordig sterker belast met accijns en een hogere MRB, maar er is nog steeds sprake van een relatief voordeel.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Stimuleren van gebruik schonere brandstof
<b>Startjaar</b>	1931 (invoerheffing benzine) 1951 (benzinebelasting) vanaf 1994 accijns op LPG (maar nog steeds verlaagd)
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Transport, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Eindgebruikersprijzen
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€223 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	(ESM, 2005; Visser, 2008)
<b>Kwantificering</b>	LPG wordt voornamelijk gebruikt voor personenvervoer, en daarom is benzine de referentie. Het accijnsverschil tussen benzine en LPG is per liter becijferd op 63 €ct/liter. LPG kent een lagere stookwaarde dus in de praktijk is het voordeel voor LPG-rijders iets minder groot (er moeten meer liters getankt worden).

## Factsheet 34. Brandstofaccijns - vrijstellingen voor kerosine

<b>Beschrijving</b>	<p><b>Kerosine voor internationale reizen met vliegtuigen is op grond van diverse overeenkomsten (Verdrag van Chicago, 1944 en EG-Richtlijn 92/81) vrijgesteld van brandstofaccijns.</b></p> <p>Voor buitenlandse vluchten wordt teruggaaf van accijns verleend wanneer kerosine is gebruikt. Voor binnenlandse vluchten geldt deze vrijstelling niet. (Van Beers, van den Bergh et al., 2002) concentreren zich op de belastingvrijstelling voor vliegtuigbrandstoffen en concluderen dat het hier om een subsidie gaat, ze leidt namelijk tot lagere kosten voor de luchtvaartsector. Reductie en vrijstelling van brandstofaccijnzen is een indirecte subsidie in de vorm van een belastingsubsidie. Het gaat om een subsidie die aangrijpt bij de producent; specifiek, een subsidie die aangrijpt op de input van een productieactiviteit.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Ontzien van de luchtvaart sector (i.v.m. internationale concurrentiepositie).
<b>Startjaar</b>	1944
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Transport, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Eindgebruikersprijzen
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€ 1.695 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	Eigen berekening (zie beneden)
<b>Kwantificering</b>	<p>De met de subsidie gemoeide bedragen als gevolg van de accijnsvrijstelling zijn zeer fors. Milieudefensie (2004) spreekt van een subsidie van ongeveer € 1,- per liter brandstof. Dit bedrag is gebaseerd op de huidige accijns per liter benzine. Echter vliegtuigbrandstoffen vallen onder GN codes 2710 00 051 en GN 271 00 055 (halfzware olie) en zouden op grond daarvan onder hetzelfde accijnstarief als diesel moeten vallen. De accijnsheffing op diesel bedraagt 42 €ct/liter diesel. Het is dit bedrag dat wij beschouwen als de subsidie per liter kerosine. In 2010 bedroegen de bunkers, accijnsvrije leveringen van vliegtuigbrandstoffen, 3,3 miljard kg (CBS Statline, 2011). Uitgaande van een soortgelijke massa van 0,85 kg/liter bedraagt het subsidiebedrag ongeveer € 1.695 mln per jaar.</p> <p><b><u>Kwantificering voor het model</u></b></p> <p>Als kerosine ingezet wordt voor personenvervoer (internationaal reizigersvervoer), dan zou de referentie benzine moeten zijn. Het accijnsverschil tussen benzine en kerosine is dan 71 €ct/l. Als het gaat om vrachtvervoer, dan zou de referentie de dieselaccijns moeten zijn en dan gaat het om 42 €ct/l.</p>



<b>Factsheet 35. Brandstofaccijns - verlaagde tarieven rode diesel</b>	
<b>Beschrijving</b>	<p><b>Bepaalde voertuigen die niet vallen onder wegverkeer of pleziervaart (bijvoorbeeld traktoren) mogen gebruikmaken van rode diesel. Voor rode diesel geldt een lager accijnstarief dan voor gewone diesel.</b></p> <p>Rode diesel is diesel of gasolie waaraan een rode kleurstof is toegevoegd. De kleurstof is toegevoegd om onderscheid te kunnen maken tussen gewone en rode diesel.</p> <p>De tariefdifferentiatie vindt haar oorsprong in 1962 waar toen ter tijd een vrijstelling is ingesteld voor diesel (gasolie) gebruikt in huishoudens voor verwarmingsdoeleinden. Vanaf 1972 is er een lagere accijns voor het gebruik van gasolie in voertuigen die over het algemeen niet op de openbare weg rijden, behalve om van de ene naar de andere werkplek te rijden. De voertuigen rijden niet om goederen of personen te transporteren.</p> <p>Het verschil in totale belastingdruk tussen rode en blanke diesel bestaat sinds 1 januari 2010 uit het verschil in accijns, te weten 16,8 €ct/liter. Voor de gebruiker geldt in de praktijk een verschil van 16 €ct/liter. Het verschil van circa 1 cent wordt veroorzaakt door hogere kosten die voor rode diesel gemaakt worden zoals kosten voor bijmenging en hogere distributiekosten (aparte opslagtanks, aparte pomp enz.).</p>
<b>Beoogd effect</b>	Lager tarief omdat de betreffende voertuigen niet of nauwelijks op de openbare weg rijden.
<b>Startjaar</b>	1962
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Transport, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Eindgebruikersprijzen
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	236 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	Miljoenennota 2010
<b>Kwantificering</b>	Rode diesel kent een vrijstelling van 16 €ct/liter. Met de marktvolumes voor gebruik in werktuigen bouw; werktuigen landbouw; diesel-binnenvaartschepen en diesel treinvervoer is de in totaal zo'n € 213 mln gemoeid (berekend met de marktvolumes).

<b>Factsheet 36. Brandstofaccijns- vrijstelling scheepvaart</b>	
<b>Beschrijving</b>	<p><b>Op grond van artikel 66 van de Wet op de Accijns geldt een vrijstelling van accijns voor minerale oliën die worden gebruikt voor de aandrijving van schepen of als scheepsbehoeften aan boord van schepen.</b></p> <p>Deze vrijstelling op Nederlands niveau is gebaseerd op internationale regels: de EU Richtlijn Energiebelasting voor wat betreft binnenvaart buiten de Rijn en de zeevaart, en de Akte van Mannheim voor binnenvaart op de Rijn.</p>
<b>Beoogd effect</b>	Ontzien van de scheepsvaart sector (ivm internationale concurrentiepositie).
<b>Startjaar</b>	Wet van 31 oktober 1991, houdende vereenvoudiging en uniformering van de accijnswetgeving.
<b>Marktsegment &amp; sector</b>	Transport, Fossiele energie
<b>Type interventie</b>	Belastingsubsidie, Indirect
<b>Aangrijpingspunt</b>	Eindgebruikersprijzen
<b>Totale jaarlijkse omvang</b>	€ 60 mln (2010)
<b>Bron omvang</b>	Miljoenennota 2010
<b>Kwantificering</b>	Binnevaart is daarnaast volledig vrijgesteld. In verhouding tot de referentie diesel komt dit voor scheepsmotoren op rode diesel op een intereventie van 25 €/ct/liter, en voor lichte stookolie op 42 €/ct/liter.

## Bijlage C Elektriciteitsproductie - karakteristieken en opwekkingskosten

In de sectoranalyse elektriciteit zijn de opwekkingskosten van de verschillende technologieën gebruikt om een baseline te geven waarover de interventies zichtbaar worden gemaakt. Voor de opwekkingskosten is een model van de gemiddelde verdisconteerde kosten van elektriciteit (LCOE<sup>28</sup>) gebruikt. In deze bijlage wordt dit model nader toegelicht met verdere informatie over de gehanteerde parameters en bandbreedtes (financieringsparameters, efficiëntie van centrales, brandstofkenmerken, investeringskosten).

LCOE worden als volgt berekend:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O_t + B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Hier:

- $E_t$  = Elektriciteitsopwekking in het jaar t = opbrengstenkant
- $I_t$  = Investeringsuitgaven in het jaar t (voor t>0 alleen nog financieringskosten)
- $O_t$  = Onderhoud en operationele kosten in het jaar t
- $B_t$  = Brandstofkosten in het jaar t
- $r$  = Disconteringsvoet
- $n$  = Levensduur system

In alle gevallen gaan we uit van een nog te bouwen centrale in Nederland. Voor alle soorten centrales is de nieuwste best beschikbare technologie aangenomen omdat we uitgaan van de situatie voor een investeerder anno 2011.

We bespreken hieronder de gehanteerde parameters.

### C 1 Opbrengsten

De opbrengstkant wordt gevormd door de geproduceerde elektriciteit (en indien van toepassing warmte). Dit hangt af van het aantal vollasturen per jaar. Alle centrales zijn beschouwd als basislast centrale. Het daadwerkelijk aantal haalbare vollasturen verschilt per technologie en is afhankelijk van de marginale opwekkingskosten. Wind- en kernenergie hebben de laagste marginale opwekkingskosten en zitten eerder op de dispatch curve. Voor kern is 7900 vollasturen aangehouden (90%), voor wind op zee 3650 (42%) en wind op land 2229 vollasturen (25%). Voor alle andere opwekkingstechnologieën 7000 vollasturen (80%). Alle waarden zijn gevarieerd om een ondergrens en bovengrens te verkrijgen, zie sectie 4.1.2.

<sup>28</sup> LCOE staat voor Levelised Cost Of Energy

Zowel opbrengsten als kosten worden verdisconteerd met de r-factor. Aan de opbrengstenkant wordt daarnaast een tarief voor de vennootschapsbelasting in mindering gebracht.

## C 2 Kosten

De kostenkant bestaat uit kosten voor investering, bedrijfsvoering & onderhoud en brandstof.

### Investeringskosten

Veel literatuurbronnen geven bouwkosten in de vorm van overnight kosten. Dit zijn de kosten voor alle installatiewerkzaamheden en apparatuur zonder de tijdsdimensie, het zijn de kosten als zou de installatie in 1 jaar gebouwd kunnen worden. Bij de overnight kosten komen nog kosten voor bouwrentes die opgelopen worden tijdens de bouwfase. Bouwrentes betreffen de kosten in verband met het financieren van de kasuitgaven en de projectkosten tijdens de constructiefase. Niet alle literatuurbronnen vermelden de bouwrentes. Bouwrentes kunnen omvangrijk zijn als een project een lange bouwtijd heeft. De financieringskosten van een project kent tijdens de bouwfase ook vaak een risico-opslag. Na inbedrijfstelling zijn de projectrisico's geringer en kunnen leningen opnieuw gefinancierd worden tegen lagere rentes. De risico-opslag is groter bij installaties die de eerste zijn van een bepaalde generatie, door de grotere kans op vertragingen tijdens de bouwfase.

### Bouwrentes

Voor deze studie zijn de investeringskosten vermeerderd met een bedrag voor bouwrentes. Bouwrentes zijn berekend door de bouwkosten over de jaren van de bouwtijd te verdelen en een cumulatief rentepercentage te berekenen. Hierbij is een driehoeksverdeling gebruikt met de mediaan op 75% van de bouwtijd en een gemiddelde WACC<sup>29</sup> tijdens de bouwtijd van 10%. Dit heeft de volgende percentages voor totale (cumlatieve) bouwrente tot gevolg:

Tabel C - 1      Bouwrentes

Bouwtijd	Verdeling CAPEX over jaren: (som = 100%)	Totale bouwrente
1 jaar	100	10%
2 jaar	25-75	13%
3 jaar	11-33-56	16%
4 jaar	6-19-31-44	20%
5 jaar	4-12-20-28-36	23%
6 jaar	3-8-14-19-25-31	27%

### Bedrijfsvoeringkosten

Deze kosten betreffen lopende kosten voor operatie, onderhoud, verzekering, etcetera. Veel literatuurbronnen geven een vast tarief per capaciteit (€/kW/jaar) en

<sup>29</sup> WACC staat voor weighted average cost of capital  
juni 2010

een variabel tarief (€/kWh) dat alleen van toepassing is wanneer de installatie ook in bedrijf is. Voor sommige opwekkingstechnologieën hebben we andere van toepassing zijnde variabele kosten bij dit laatste tarief gerekend, bij kern bijvoorbeeld een bedrag in verband met de afvalverwerking van brandstof en bij wind een bedrag voor de gemiddelde hogere onbalanskosten die het in bedrijf hebben van een windpark met zich meebrengt.

### Financieringsparameters

Financieringsaspecten zijn geen standaard onderdeel van LCOE berekeningen (ECN, 2010). We nemen ze op in de berekening als een onderdeel van de investeringskosten in jaar  $t$  waar  $t > 0$ .

De aspecten die we meenemen van de financiering:

- Aandeel eigen vermogen / vreemd vermogen; verschillende rentepercentages op eigen vermogen.
- Rente en aflossing op het vreemd vermogen via een financieringsmodel.
- Vennootschapsbelasting (25%)
- Belastingaftrek voor kosten van de lening (annuitair afschrijvingsmodel).

Parameters staan in onderstaande Tabel C - 2.

Tabel C - 2 Financieringsparameters

	Rente vreemd vermogen standaard (risicovol)	Rente eigen vermogen = Discontovoet	Vollasturen	VV/EV verhouding standaard (risicovol)
Standaard	5% (7%)	12,5%	7000	70/30 (50/50)
Ondergrens (laagste kosten)	5% (7%)	10%	7500	70/30 (50/50)
Bovengrens (hoogste kosten)	5% (7%)	15%	6500	70/30 (50/50)

Alle rentes zijn nominale rentepercentages en dus ca. 2-3 % hoger dan reële rentepercentages (afhankelijk van de inflatie). Dit geldt ook voor de disconteringsvoet. Voor de onderlinge vergelijking met andere opwekkingstechnologieën (kolen, gas, duurzaam) hanteren we zoveel mogelijk dezelfde parameters. Voor duidelijk risicovolle projecten hanteren we een hogere rente op het vreemde vermogen en een minder gunstige EV/VV verhouding. In deze studie beschouwen we alleen 'wind op zee' als een risicovolle investering<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> In deze studie houden we voor een kerncentrale dezelfde financieringsparameters aan als voor kolen en gas. Echter, in ECN (2010) en OECD (2010b) komt voor kernenergie het beeld van een VV/EV verhouding van 50/50 naar voren.

### C 3 Resultaten opwekkingskosten

Onderstaande tabel (Tabel C - 3) geeft een overzicht van de kosten die de basis vormen voor het vergelijken van de totale productiekosten van de verschillende centrales. De waarden in de tabel zijn middenwaardes met tussen haakjes de bandbreedte. Alle bedragen zijn in €ct<sub>2010</sub>/kWh. De eerste kolom geeft de directe kosten van elektriciteit die uit het model volgen. De verschillende kostencomponenten zijn daarnaast weergegeven.

Tabel C - 3 Kosten elektriciteitsproductie

	<b>Totale directe kosten (LCOE)</b>	<b>Vaste kosten</b>	<b>Onderhoud, bedrijfsvoering</b>	<b>Brandstof</b>	<b>CO<sub>2</sub>-rechten</b>
Poederkool standaard	6,50 (5,37-7,91)	2,51 (1,56-3,73)	1,03 (0,97-1,09)	1,86 (1,73-1,99)	1,10
Poederkool + 100% CCS	8,03 (6,55-9,86)	3,98 (2,74-5,56)	1,67 (1,59-1,77)	2,24 (2,08-2,39)	0,13
Poederkool + 25% CCS	6,88 (5,66-8,40)	2,88 (1,86-4,19)	1,19 (1,13-1,26)	1,96 (1,82-2,09)	0,86
Poederkool + 50% biomassa meestook	8,01 (6,73-9,56)	2,51 (1,56-3,73)	1,03 (0,97-1,09)	3,93 (3,65-4,19)	0,55
Nucleair	8,52 (6,93-9,91)	5,78 (4,30-7,06)	2,16 (2,10-2,23)	0,58 (0,53-0,62)	-
Aardgas-STEG	6,46 (5,14-8,01)	1,20 (0,78-1,74)	0,20 (0,19-0,22)	4,54 (3,66-5,54)	0,51
Wind op zee	13,36 (11,9-15,7)	11,17 (9,33-13,36)	2,19 (2,05-2,36)	-	-
Wind op land	8,73 (6,45-11,6)	6,98 (9,33-13,36)	1,75 (1,63-1,88)	-	-

In het vervolg van deze bijlage zullen we aannames per productietechniek behandelen.

### C 4 Aannames per productietechniek

#### Poederkool centrales; biomassa meestook

De huidige Nederlandse elektriciteitscentrales op steenkool branden van een mengsel uit een aantal landen. Gedurende de jaren '90 werd steenkool voornamelijk geïmporteerd uit Australië en de Verenigde Staten. Meer recent werd Zuid-Afrika ook een 'preferred supplier'. Voor deze studie is aangenomen dat de steenkool uit Australië afkomstig is. Voor de biomassa die meegestookt wordt is aangenomen dat het gaat om houtpellets uit Canadees zachthout (zaagafval). De biomassa kan tot 50% meegestookt worden in een poederkoolcentrale. Verdere gegevens staan in onderstaande Tabel C - 4.

Tabel C - 4 Technische en economische parameters productietechnieken

	$\eta_e$	Overnight bouwkosten (€/kWe)	O&B kosten vast; variabel	Bouwtijd; bouwrente	Bedrijfs- duur
Poederkool standaard	47%	1400 (1.010-1.790)	56 €/kWe 0,23 €ct/kWh	4 jaar	20 jaar
Poederkool + 50% biomassa meestook	47%	1400 (1.010-1.790)	56 €/kWe 0,23 €ct/kWh	4 jaar	20 jaar
Poederkool + 100% CCS	39%	2188 (2.126-3.189)	88 €/kWe 0,43 €ct/kWh	4,5 jaar	20 jaar
Poederkool + 25% CCS	Gewogen gemiddelde van de standaard poederkool (75%) en de poederkool + 100% CCS centrale (25%).				

### Nucleair

Het gaat hier om een derde generatie reactorontwerp (EPR – European Pressurised Water Reactor). Uranium wordt op een aantal plaatsen gewonnen, geen specifieke aannames zijn hier gemaakt (CE, 2007). De elektrische efficiëntie is 36% (zie Tabel C - 5).

Tabel C - 5 Technische en economische parameters kernenergie

	$\eta_e$	Overnight bouwkosten (€/kWe)	O&B kosten vast; variabel	Bouwtijd	Bedrijfs- duur
EPR / PWR	36%	3.400 (3000-3.500)	62,7 €/kWe 1,26 €ct/kWh 0,37 €ct/kWh	6 jaar	30 jaar <sup>31</sup>

Voor de variabele operationele en onderhoudskosten is uitgegaan van 1,26 €ct/kWh. Dit is berekend door het gemiddelde te nemen van twee studies uit (ECN, 2007), namelijk (MIT, 2003) en (DTI, 2006). Dit bedrag is opgebouwd uit:

- Kosten variabel onderhoud & bediening;
- Ontmantelingskosten
- kosten van de verwerking van radioactief afval

Ontmantelingskosten zijn becijferd als 0,1 €ct/kWh (MIT, 2003); en de behandeling van radioactief afval is gekwantificeerd op 0,11 €ct/kWh (DTI, 2006).

Voor de vaste operationele en onderhoudskosten is uitgegaan van 62,7 € /kW/jaar (gemiddelde van drie studies uit (ECN, 2007): (MIT, 2003), (DTI, 2006) en (IEA 2006). De brandstofcyclus komt uit op 0,37 €ct/kWh.

Een exploitant van een kerncentrale zal pogen een zo groot mogelijk aantal vollasturen te halen. Economisch kan dit omdat de marginale kosten lager zijn dan bij kolen en gas. Technisch kan het ook: Borssele haalt sinds 1997 een capaciteitsfactor

<sup>31</sup> In (OECD, 2010a) wordt gerekend met 60 jaar als bedrijfsduur voor een nucleaire centrale. Dit heeft een lagere LCOE tot gevolg.

>95% (Persoonlijke communicatie ECN, 2011). Voor een nieuwe reactor zal het aanvankelijk wat lager zitten maar de exploitant zal alles in het werk stellen om een hoog aantal vollasturen te halen. Vanwege deze reden is voor kern niet gerekend met 7000 vollasturen (80% capaciteitsfactor) maar met 7900 vollasturen (90%). Dit is overenkomstig met (ECN, 2010).

### Aardgas

Het gaat hier om een STEG centrale van het nieuwste type. Deze centrales hebben veel lagere investering-/onderhoudskosten dan de andere technologieën. Het aardgas is verondersteld van Nederlandse herkomst te zijn (zie Tabel C - 6).

Tabel C - 6 Technische en economische parameters aardgas centrale

	$\eta$	Overnight bouwkosten (€/kWe)	O&B kosten vast; variabel	Bouwtijd	Bedrijfsduur
Aardgas-STEG	58%	700 (530-870)	14 €/kWe (+0,6 €/kWh)	2,5 jaar	20 jaar

### Wind

Bij windenergie is de cruciale efficiëntie-parameter het aantal vollasturen dat gehaald kan worden. Het aantal vollasturen is ontleend aan (ECN, 2010). (zie Tabel C - 7).

Tabel C - 7 Technische en economische parameters windenergie

Techniek	Vollasturen	Overnight bouwkosten (€/kWe)	O&B kosten vast; variabel	Bouwtijd	Bedrijfsduur
Wind op zee	3.676 (3.413- 3.938)	3.143 (2.514-3772)	80 €/kWe (+0,6 €/kWh)	2,5 jaar	20 jaar
Wind op land	2.229 (2.070-2.388)	1.350 (1.080-1.620)	39 €/kWe (+0,4 €/kWh)	1 jaar	20 jaar

De variabele kosten per kWh betreffen onbalanskosten.

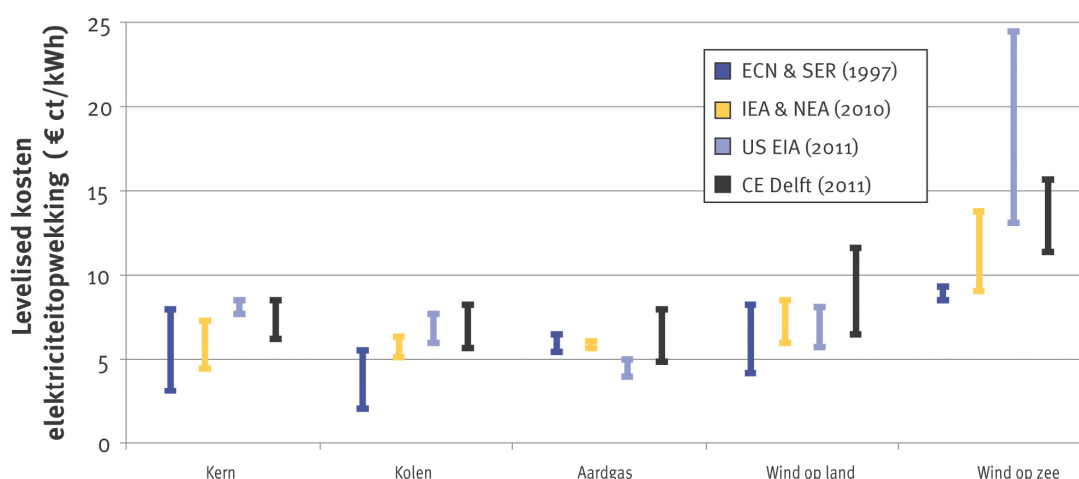
## C 5 Vergelijking Levelised kosten modellen

Om een vergelijking te geven van het aldus opgestelde levelised kostenmodel presenteren we enkele resultaten uit het "CE Delft" model met bovenstaande bandbreedtes gevarieerd en zetten we dit naast andere studies van levelised kosten van elektriciteitsopwekking. Zie de onderstaande Figuur C - 1.

De dunne verticale lijntjes geven de ondergrens en bovengrens in de studies weer.



- Meest links steeds de waarden die in het rapport "Fact finding kernenergie" (ECN, 2007), zijn aangehouden. *Noot:* de waarden uit dit rapport zijn inmiddels al wat achterhaald omdat ze zijn gebaseerd op studies uit 2003-2007 en die studies bleken met name de bouwkosten van nieuwe centrales te onderschatten (bijv. (MIT, 2003). Het ECN rapport "Kernenergie en Brandstofmix" bevat geupdate gegevens (uit bijv. (MIT, 2009).
- Hiernaast de LCOE-waarden voor Nederland uit de publicatie "Projected Costs of Generating Electricity" (IEA/OECD-NEA, 2010). Dit zijn eigenlijk de beste gegevens die nu voor NL bekend zijn, maar men moet wel kijken naar de bovengrens van deze studie (10% discontovoet), de ondergrens is voor de Nederlandse geliberaliseerde markt onrealistisch laag i.v.m. de discontovoet van 5%.
- Als derde de waarden uit "Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011", U.S. Energy Information Administration, DOE (US EIA, 2011). Deze studie geeft drie waarden: een middenwaarde en een boven- en onderwaarde, van toepassing op de Amerikaanse situatie. De middenwaarde is niet weergegeven
- Als laatste de bandbreedte van het "CE Delft" model dat in deze studie is gebruikt.



Bron: Ecofys/CE, 2011

Figuur C - 1 Levelised kosten voor elektriciteitopwekking, verschillende studies

Het CE kostenmodel zit voor een aantal opwekkingstechnologieën wat hoger dan de schatting van de andere literatuur. Ten opzichte van IEA & NEA heeft dit met name te maken met conservatievere inschattingen van discontovoet en rentepercentages. Binnen de range waarin parameters gevarieerd worden komen de resultaten goed overeen met andere modellen.

## **Bijlage D Samenstelling begeleidingsgroep**

Samenstelling begeleidingsgroep:

- Prof. dr. Coby van der Linde, Clingendael International Energy Programme
- Prof. dr. Carl Koopmans, SEO
- Prof. dr. Cees van Beers, TU Delft
- Drs. ir. Ton van Dril, ECN
- Mevr. Monique van Eijkelenburg, Duurzame Energie Koepel
- Prof. Ir. Klaas van Egmond, UCAD
- Dr. Paul Nillesen, PricewaterhouseCoopers