

**MARGINALE CO₂-REDUCTIEKOSTEN PER SECTOR
VOOR DE ANALYSE VAN NATIONALE
EMISSIEHANDEL**

Analyse voor de Commissie CO₂-handel

J.R. Ybema, ECN
M. Beeldman, ECN
A.W.N. van Dril, ECN
J. Oude Lohuis, RIVM
J.A. Annema, RIVM
R.F.M. Engelen, RIVM

Verantwoording

Dit rapport is opgesteld in het kader van de opdracht Marginale CO₂-reductiekosten per sector voor de analyse van nationale emissiehandel, ECN-projectnummer 7.7346 en bij RIVM onder projectnummer 773001. De studie is begeleid door H. Harmsen en J. van der Kolk van KPMG en een begeleidingscommissie met daarin leden van de Commissie CO₂-handel.

De marginale kostencurven en analyses zijn tot stand gekomen door medewerking van de hieronder genoemde onderzoeksmedewerkers van ECN en RIVM.

ECN team:

Harm Jeeninga
Antoon Groot
Robert Harmsen
Theo de Lange
Manuel de Noord
Fieke Rijkers

RIVM team:

Jan-Anne Annema
Robert Engelen

Abstract

The Commission CO₂ trade is in the process of preparing an advice to the Dutch Minister of Environment on a domestic emission trading system for CO₂. The Commission CO₂ trade has requested a study on the marginal cost curves for each sector in the Netherlands. ECN and RIVM have prepared these marginal cost curves for the years 2010 and 2020 with the help of simulation models for energy consumption and production. This report presents the marginal cost curves in combination with the underlying assumptions.

INHOUD

1. INLEIDING	9
2. METHODIEK EN ACHTERGRONDBEELD	11
2.1 Emissiehandel en marginale kostencurven	11
2.2 Methode voor het opstellen van marginale kostencurven	12
2.2.1 Onzekerheid in methodiek om te komen tot kostencurven	14
2.3 Achtergrondbeeld	15
2.3.1 Opzet van Pilot Referentieraming	15
2.3.2 Belangrijkste resultaten	15
2.3.3 Beperkingen en onzekerheden	16
3. KOSTENCURVEN VOOR VRAAGSECTOREN EN ENERGIEAANBOD BIJ BESTAAND BELEID	17
3.1 Inleiding	17
3.2 Vraagsectoren	17
3.3 Energieaanbod	20
3.4 Totaalbeeld vraag- en aanbodsectoren	22
4. VARIANT ZONDER BELEID	24
4.1 Inleiding	24
4.2 Vraagsectoren	24
4.3 Aanbodsector	26
4.4 Totaalbeeld	27
5. DOORKIJK NAAR 2020 BIJ CONTINUERING VAN BESTAAND BELEID	29
6. CONCLUSIES	31
A. SECTOR HUISHOUDENS	34
A.1. Beschrijving sector	34
A.2. Relevant beleid	34
A.3. Belangrijke ontwikkelingen binnen de sector	34
A.4. Kostencurve	35
A.5. Overige aspecten	36
B. SECTOREN HANDEL, DIENSTEN EN OVERHEID (HDO)	37
B.1. Beschrijving sectoren	37
B.2. Relevant beleid	37
B.3. Belangrijke ontwikkelingen binnen de sectoren	37
B.4. Kostencurven	38
B.5. Overige aspecten	39
C. SECTOR INDUSTRIE	40
C.1. Beschrijving sector	40
C.2. Relevant beleid	40
C.3. Belangrijke ontwikkelingen binnen de industriector	40
C.4. Kostencurven	41
C.5. Additionele reductiemogelijkheden	42
D. SECTOREN LANDBOUW EN GLASTUINBOUW	44
D.1. Glastuinbouw	44
D.2. Kostencurven	47
E. SECTOR VERKEER	48
E.1. Inleiding	48
E.2. Brandstofprijselasticiteiten	48
E.3. Kwantitatieve schatting	49
E.4. Literatuur	51

F.	ELEKTRICITEITSSECTOR: WIND- EN ZONNE-ENERGIE	52
F.1.	Beschrijving sector	52
F.2.	Relevant beleid	52
F.3.	Belangrijke ontwikkelingen binnen de sector	53
F.4.	Kostencurve en toelichting	54
G.	ELEKTRICITEITSSECTOR: BIOMASSA IN KOLENCENTRALES	56
G.1.	Beschrijving sector	56
G.2.	Relevant beleid	56
G.3.	Belangrijke ontwikkelingen binnen de sector	57
G.4.	Kostencurve en toelichting	57
G.5.	Overige aspecten	58
H.	WARMTEKRACHTKOPPELING	59
H.1.	Beschrijving optie	59
H.2.	Relevant beleid	59
H.3.	Laatste ontwikkelingen	60
H.4.	Kostencurve	60
	H.4.1 Kostencurve met (bestaand) financieel beleid	60
	H.4.2 Kostencurven zonder financieel beleid	62
I.	MARGINALE KOSTEN EN GEDRAG VAN ACTOREN	63
I.1.	Energiebesparing bij bedrijven - motieven en barrières	63
I.2.	Conclusies	64

SAMENVATTING

Inleiding en aanpak

In opdracht van de Commissie CO₂-handel, die de introductie van een nationaal systeem van emissiehandel onderzoekt, is door ECN en RIVM onderzoek gedaan naar marginale kostencurven voor vermindering van CO₂-emissies van een aantal sectoren in Nederland. Deze kostencurven zijn opgesteld voor de jaren 2010 en 2020. De marginale kostencurven zijn opgesteld met behulp van sectorale simulatiemodellen van energieverbruikontwikkelingen welke bij ECN en RIVM zijn ontwikkeld. Deze modellen kennen een aanzienlijke mate van detail in de beschrijving van technieken per sector en per toepassingsgebied. Investeringskeuzes voor technieken worden primair gestuurd door economische afwegingen. Technieken krijgen een groter of kleiner marktaandeel als gevolg van verschuivingen in omstandigheden (energieprijzen, stimulerend beleid, etc.). De simulatiemodellen zijn gekalibreerd op basis van historische reeksen. De meest recente versies van de sectormodellen nemen alle nu bestaand beleidsinstrumenten mee.

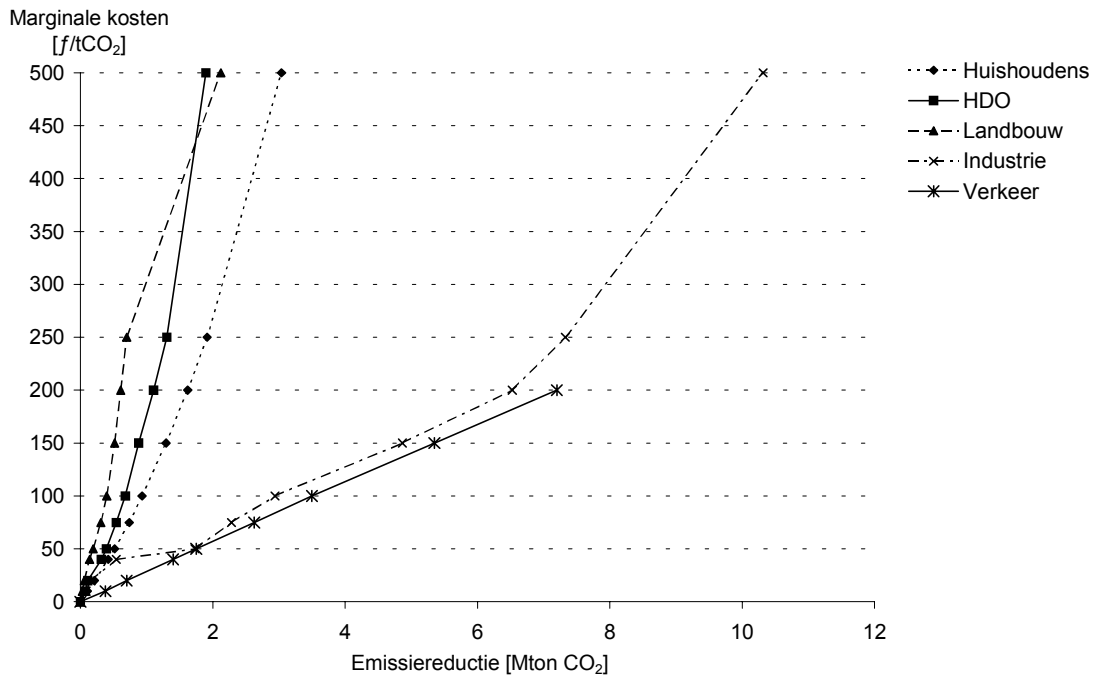
De marginale kostencurven per sector zijn geconstrueerd door vanuit een vastgestelde uitgangssituatie een aantal simulaties uit te voeren met toenemende CO₂-heffingen (tussen 10 f/tCO₂ tot 500 f/tCO₂) welke verrekend zijn in de prijzen van aardgas, olieproducten, kolen, elektriciteit en warmte. De simulaties geven een indicatie van de vermindering van energieverbruik en CO₂-emissies bij verschillende prijzen voor emissierechten. Als achtergrondbeeld voor het opstellen van de marginale kostencurven maakt deze studie gebruik van de Pilot Referentieraming Energie en CO₂. Deze pilot geeft een centrale projectie van de ontwikkelingen voor de komende 10 jaar omtrent energieverbruik, energiebesparing, brandstofmix, energieprijzen en CO₂-emissies. De Pilot Referentieraming is een voorloper van de Referentieraming Energie en CO₂ 2001-2010 die eind 2001 gepubliceerd wordt¹. Daarbij is uitgegaan van actuele ontwikkelingen en inzichten en van het vastgestelde beleid. Ten opzichte van het GC-scenario is de CO₂-emissies in de Pilot Referentieraming aanzienlijk naar beneden bijgesteld.

Effecten van emissiehandel tegen achtergrondbeeld met bestaand beleid

Voor de vraagsectoren huishoudens, handel/diensten/overheid, en landbouw komt het beeld naar voren, dat de CO₂-reductie als gevolg van de invoering van CO₂-handel pas op langere termijn verwacht mag worden. Alleen bij zeer hoge waarden van de CO₂-rechten (>150 f/tCO₂) wordt voor 2010 al een aanvullende reductie bereikt die per sector boven enkele megatonnen uitkomt. Dit wordt vooral veroorzaakt door het feit, dat er momenteel voor energiebesparing al een uitgebreid beleidsinstrumentarium is ontwikkeld. Ook de eindverbruikersprijzen voor gas en elektriciteit liggen in het achtergrondbeeld op een relatief hoog niveau. Door deze en andere factoren is de verwachting dat in het achtergrondbeeld de binnenlandse doelstelling voor CO₂ meer binnen bereik lijkt te komen dan in de doorrekening van de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid Deel 1.

De transportsector lijkt in CO₂-termen het meest gevoelig voor prijsstijgingen, maar of dit effect al daadwerkelijk haalbaar is in 2010 is onzeker. Uit Figuur S.1 blijkt dat ook de kostencurve van emissiereductie voor de industrie redelijk vlak is. Gebieden waar aanvullende mogelijkheden liggen, zijn opties die nu nog niet of slechts gedeeltelijk door bestaand beleid worden gedekt. Te denken valt aan zaken als CO₂-opslag bij een aantal specifieke industrieën (raffinaderijen, kunstmest) en inzet van biomassa als grondstof. Deze opties zijn voor de analyse van de industrie meegenomen en hebben daar een groot effect op de resultaten, vooral bij hogere marginale kosten.

¹ Het CO₂-emissieniveau in 2010 van de Referentieraming Energie en CO₂ 2001-2010 verschilt op hoofdlijnen niet substantieel van het CO₂-emissieniveau van de Pilot Referentieraming.



Figuur S.1 *Marginale kosten van emissiereductie per sector in 2010, exclusief WKK. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft*

De constructie van kostencurven aan de aanbodkant vergt op onderdelen een wat andere aanpak dan de kostencurven voor de vraag. Bij het aanbod is de benadering veel explicieter gekozen vanuit de technologie. De belangrijkste reden voor deze wat andere aanpak is, dat de reductiemogelijkheden vaak een beperkt aantal concreet aanwijsbare opties betreffen, waarmee het opstellen van een kostencurve steeds meer het karakter krijgt van een individuele investeringsbeslissing. Bovendien is bij aanbodopties de realisatie vaak niet alleen afhankelijk van het bedrijfseconomisch plaatje, maar, meer dan bij vraagopties, ook van institutionele factoren.

De groei van duurzame energie in Nederland blijkt steeds afhankelijker te worden van niet financiële zaken als vergunningverlening, implementatietempo (vooral voor wind on/offshore) en beschikbaarheid (biomassa). Door de sterke stimulering via de REB zijn de meeste opties financieel al (zeer) aantrekkelijk. Alleen voor zon-PV geldt dit nog niet. Introductie van een handelssysteem voor CO₂ betekent weliswaar een extra stimulering voor duurzame energie, maar gelet op het feit dat de meeste beperkingen niet op het financiële vlak liggen leidt dit daarmee niet direct tot veel extra opgesteld vermogen. De curve voor marginale kosten van emissiereductie is voor elektriciteit uit duurzame bronnen daarom een vrijwel verticale lijn.

Variant zonder bestaand financieel beleid

Belangrijk aspect bij de analyse van een emissiehandelssysteem is dat op termijn een deel van het bestaande beleid zou kunnen vervallen. Het is voor dit onderzoek niet aangegeven welk beleid wel en niet vervangen kan worden door het handelssysteem en op welke wijze. Als voorbeeld is, in overleg met de begeleidingscommissie, gekozen voor een variant waarin het bestaande financieel milieubeleid is komen te vervallen. Dat betreft daarmee een nieuw achtergrondbeeld zonder heffingen (afgezien van de accijns op transportbrandstoffen), subsidies en andere fiscale stimulansen. Dit leidt tot hogere CO₂-emissie dan in het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming.

Zonder de bestaande financiële beleidsinstrumenten komt met name de gebouwde omgeving in 2010 uit op een hogere CO₂-emissie (bijna 4 Mton). Dit komt met name door de REB. Omdat

voor transport de accijns intact is gelaten, verandert daar weinig. In de industrie spelen de MJA's en het Benchmark Convenant een belangrijke rol, waarbij het afzonderlijk effect van de ondersteuning middels financiële instrumenten beperkt is. Introductie van een handelssysteem tegen deze achtergrond laat logischerwijs ook in de gebouwde omgeving het grootste verschil zien met de hiervoor beschreven variant.

Het weglaten van de bestaande financiële stimulering voor duurzame energie zou betekenen dat vrijwel alle vormen weer onrendabel zouden worden. De introductie van een handelssysteem zou dan wel een aanmerkelijk groter effect kunnen hebben voor duurzame energie. Om weer op vergelijkbare niveaus als de Pilot Referentieraming uit te komen is het de vraag of de waarde van de emissiereductie net zo hoog moet worden als de huidige stimulering via de REB.

Indien de financiële stimulering voor WKK weg zou vallen, mag worden verwacht dat er in 2010 bijna 1000 MW minder WKK-vermogen in bedrijf is dan bij bestaand beleid is verondersteld. De prijs van CO₂ zou weer toe moeten nemen tot 70 f/tCO₂ om op hetzelfde vermogen (en dezelfde emissie) uit te komen.

Bij veronderstelde stopzetting van de financiële stimulering start de totale marginale kostencurve voor de Nederlandse energievoorziening links van de marginale kostencurve waarbij voortzetting van beleid is verondersteld. Dat wil zeggen dat in het achtergrondbeeld zonder financiële stimulering de CO₂-emissies hoger zijn (ruim 9 Mton). Bij toenemende marginale kosten van de CO₂-rechten komen de curven geleidelijk dichterbij elkaar. Een interessante situatie doet zich voor als de kostencurve zonder financieel beleid op hetzelfde emissieniveau uitkomt als het achtergrondbeeld dat uitgaat van het huidige beleid maar zonder emissiehandel. Deze situatie doet zich voor bij een prijs van ca 70 f/tCO₂. Hoewel de totale Nederlandse emissies gelijk zullen zijn voor deze varianten, zullen de emissies per sector verschillen. De emissies in de industrie en verkeer zullen lager zijn en de emissies bij huishoudens zijn hoger.

Doorkijk naar 2020

In vergelijking met de marginale kostencurven voor 2010 zijn de marginale kostencurven voor 2020 van industrie en energieaanbod aanmerkelijk vlakker geworden. Dit betekent dat er een groter potentieel is tegen lagere kosten. De kostencurven voor de andere sectoren zijn ook vlakker geworden maar in mindere mate. Het vlakker worden van de curven voor industrie en energieaanbod houdt verband met het beschikbaar komen van additionele CO₂-reductieopties in de industrie, zoals CO₂-afvang, verhoogde recycling en biomassa feedstocks en met kostendaling van de reductieopties.

1. INLEIDING

Emissiehandel is één van de manieren om de kosten van het realiseren van milieudoelstellingen te verlagen. Verschillende landen onderzoeken op dit moment de mogelijkheden om emissiehandel in broeikasgassen en in reducties vorm te geven (o.a. Australië, Canada, Verenigd Koninkrijk). Dit vindt plaats via studies en simulaties van emissiehandel. Tevens is een aantal landen (Denemarken) en multinationals (o.a. BP, Shell) reeds op bescheiden schaal begonnen met handel in emissierechten van broeikasgassen. De initiatieven betreffen zowel nationale varianten als systemen die internationaal georiënteerd zijn (zoals het EU proposed directive).

In Nederland is halverwege het jaar 2000 de adviescommissie plafonnering CO₂-emissies benoemd (Commissie CO₂-handel)². De taak van de commissie is het uitbrengen van een advies aan de Minister van VROM over de haalbaarheid van het introduceren van een nationaal systeem voor verhandelbare CO₂-emissies voor afgeschermden sectoren. Het instellen van deze commissie was reeds aangekondigd in de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid Deel 1 (VROM, 1999).

Bij de voorbereiding van het advies heeft de commissie besloten een viertal onderzoeken te laten uitvoeren. Dit betreft onderzoeken naar:

- de definiëring van afgeschermden versus niet-afgeschermden sectoren,
- de juridische, accountancy en fiscale aspecten van emissiehandel,
- de voordelen van emissiehandel ten opzichte van het conventionele beleidsinstrumentarium,
- de marginale reductiekosten voor CO₂ voor afgeschermden en niet afgeschermden sectoren.

Dit rapport heeft betrekking op het laatste onderwerp, namelijk de marginale kosten van emissiereductie van broeikasgassen per sector voor de periode tot 2008-2012 (de eerste budgetperiode in het Kyoto-protocol). Om de effecten van verschillende varianten van emissiehandelssystemen te kunnen inschatten is immers informatie vereist omtrent marginale reductiekosten per sector. Deze informatie is van essentieel belang om de mogelijke kostenvoordelen in te schatten bij introductie van de verschillende varianten van een emissiehandelssysteem en een inschatting te maken van prijsvorming van emissies³.

De doelstelling van het onderzoek is om vast te stellen wat de marginale reductiekosten zijn voor afgeschermden en niet afgeschermden sectoren op basis van de meest recente inzichten. Per sector zijn in totaal drie kostencurven gemaakt: twee voor 2010 en één voor 2020. De eerste set marginale kostencurven voor 2010 betreffen de kosten van CO₂-emissiereducties in aanvulling op het bestaande energie- en klimaatbeleid. De veronderstelling hierbij is dat nationale emissiehandel wordt ingevoerd ter versterking van het instrumentarium om de klimaatdoelstelling voor 2010 te bereiken. De tweede set marginale kostencurven voor 2010 heeft een achtergrondbeeld waarbij het huidige financieel beleid voor emissiereductie (heffingen en subsidies) is weggelaten. Dit achtergrondbeeld simuleert in zekere zin een vervanging van een deel van het huidige klimaatbeleid door nationale emissiehandel. Het jaar 2010 is als zichtjaar gekozen omdat dit het midden is van de Kyoto-budgetperiode (2008-2012). De marginale kostencurven voor 2020 zijn toegevoegd om een bijdrage te leveren aan inzicht in de effecten van eventuele emissiehandel op termijn.

Beide varianten voor 2010 zijn echter simulaties: in werkelijkheid is het niet waarschijnlijk dat een systeem van emissiehandel in aanvulling op het bestaande instrumentarium alleen de duur-

² De Commissie hanteert zelf de naam Commissie CO₂-handel. In deze rapportage is daarop aangesloten.

³ In lijn met de opdracht voor de Commissie CO₂-handel is emissiehandel met het buitenland in deze rapportage niet meegenomen.

dere maatregelen zou gaan omvatten. Tevens is een vervanging op korte termijn van de huidige fiscale en financiële instrumenten door emissiehandel een theoretische exercitie.

Dit rapport is als volgt opgebouwd. In Hoofdstuk 2 is ingegaan op de gevolgde kostenmethode. Tevens is in Hoofdstuk 2 aangegeven tegen welke referentieontwikkeling de marginale kostencurve tot stand is gebracht. In de Hoofdstukken 3 en 4 worden de kostencurven per sector voor het jaar 2010 besproken. In Hoofdstuk 5 zijn resultaten voor 2020 gepresenteerd. Tenslotte zijn op basis van de marginale kostencurven enkele conclusies op een rij gezet (in Hoofdstuk 6).

2. METHODIEK EN ACHTERGRONDBEELD

Bij het opstellen van de marginale kostencurven is het van belang om de gehanteerde uitgangspunten vast te stellen. De kosten van emissiereducties zijn sterk afhankelijk van de gekozen tijdsperiode, economisch achtergrondbeeld, energieprijzen, etc. In onderstaande wordt daartoe ingegaan op eigenschappen van emissiehandel, de in deze studie gevolgde kostenmethode en het achtergrondbeeld waartegen de marginale kostencurven zijn opgesteld.

2.1 Emissiehandel en marginale kostencurven

In de economische theorie leidt de toepassing van emissiehandel ertoe, dat de milieudoelstelling tegen de laagste maatschappelijke kosten wordt bereikt. Immers, bedrijven die alleen dure mogelijkheden hebben om hun milieuprestaties te verbeteren, krijgen de mogelijkheid rechten te kopen van bedrijven die goedkopere maatregelen kunnen nemen. Dit vergroot de flexibiliteit van bedrijven ten aanzien van de implementatie van klimaatbeleid en leidt tot lagere kosten voor emissiereductie als geheel.

Een ander voordeel van emissiehandel dat wordt genoemd is de milieueffectiviteit. Bij emissiehandel binnen een cap en trade systeem (absolute plafonds) bestaat er zekerheid over het te behalen milieuresultaat indien alle partijen de regels van het systeem naleven. In het geval van performance standards (relatieve plafonds op basis van efficiëntienormen) bestaat er geen zekerheid over de absolute emissies, maar wel over een minimale uitstootefficiëntie.

Sinds het verschijnen van de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid Deel I hebben o.a. het Ministerie van Economische Zaken (EZ, 1999) en de Sociaal-Economische Raad (SER, 2000) zich over emissiehandel gebogen. Deze studies trekken onder meer de volgende conclusies:

- Toepassing van verhandelbare emissies veronderstelt een overheid die bestendigheid in beleid voorstaat en slechts bij zeer hoge uitzondering tussentijds aanpassingen in het systeem toestaat.
- Emissiehandel kent een groot aantal vormgevingsaspecten. Dit betreft onder meer de initiële toedeling van emissierechten (grondslag, mechanisme en verdeelsleutel).
- Het is noodzakelijk om bij de opzet van een Nederlands systeem rekening te houden met de compatibiliteit daarvan met systemen in andere lidstaten en met een overkoepelend Europees systeem.
- Emissiehandel dient pas geïntroduceerd te worden als aan de belangrijkste voorwaarden is voldaan. Een zorgvuldig opzet en vormgeving van het instrument zijn vereist.

Het SER-advies benoemt een zevental belangrijke vraagstukken welke nader uitgewerkt zouden moeten worden om een voldoende beeld te vormen van de merites van emissiehandel:

1. bepaling van de sectoren welke zich lenen voor plafonnering,
2. controle en sanctiebeleid,
3. de rol van intermediairs, zoals energiedistributiebedrijven,
4. de initiële verdeling van emissies,
5. de relatie met verhandelbare reducties,
6. toetredings-/uittredingsproblematiek,
7. relatie met subsidies.

De Commissie CO₂-handel heeft als taak gekregen om de haalbaarheid in brede zin te onderzoeken en zo mogelijk met een voorstel te komen. Daarvoor zullen o.a. bovenstaande vraagstukken aan de orde komen. Om tot een voorstel te komen is o.a. gebruik gemaakt van de resultaten van deze studie. De marginale kostencurven die in deze studie zijn opgesteld dienen

mede voor de studie van het CPB naar de voordelen van emissiehandel ten opzichte van conventionele beleidsinstrumenten. De marginale kostencurven die in deze studie zijn opgesteld dienen mede voor de studie van het CPB naar de voordelen van emissiehandel ten opzichte van conventionele beleidsinstrumenten. De Commissie CO₂-handel hoopt in december 2001 advies uit te brengen. Bij een emissiehandelssysteem zullen keuzes gemaakt moeten worden over de vormgeving. Dit betreft onder meer per sector keuzes tussen plafonds of prestatienormen, initiale verdeling van emissierechten en mogelijke aanpassing van bestaand beleid.

De uiteindelijk te kiezen vormgeving van CO₂-emissiehandel zal grote consequenties hebben voor de werking van de emissiehandel en de vorming van de prijs. De in dit rapport gepresenteerde kostencurven zijn dan ook slechts eerste indicaties. De vorm en absolute waarde van de kostencurven kunnen uiteen gaan lopen als meer duidelijkheid wordt gegeven over de uitvoeringsvorm van emissiehandel.

De marginale kostencurven zijn opgesteld voor een twintigtal sectoren, waarbij onderscheid kan worden gemaakt tussen afgeschermd (sheltered) sectoren en niet-afgeschermd (exposed) sectoren.

2.2 Methode voor het opstellen van marginale kostencurven

Voor de marginale kostencurve geldt de volgende definitie:

Een marginale kostencurve geeft de marginale kosten voor vermindering van broeikasgasemissies vanuit een bepaald perspectief (actor of groep van actoren), voor een bepaald jaar in de toekomst, uitgaande van bepaalde systeemgrenzen en gebaseerd op een aantal uitgangspunten omtrent toekomstige ontwikkelingen (bijvoorbeeld technologie/kosten).

Marginale kosten zijn dus extra kosten die gemaakt moeten worden om een extra hoeveelheid reductie van broeikasgasemissies te verwezenlijken.

Ten behoeve van de totstandkoming van het Optiedocument (Beeldman et al, 1998), zijn kosteneffectiviteiten bepaald op maatregelniveau. Een maatregel is datgene wat een actor/doelgroep doet om een bepaalde reductie van broeikasgassen te bereiken. De marginale kostencurve is geoperationaliseerd door een ordening van maatregelen op basis van kosteneffectiviteit. In het optiedocument werd nog geen keuze gemaakt voor beleidsinstrumenten. De inzet van beleidsinstrumenten kan de kosten beïnvloeden.

Het voorbeeld van de EPN illustreert de effecten die beleidsinstrumenten kunnen hebben op de kosten. Zonder EPN gaat een gebruiker de afweging per maatregel maken. Een aantal maatregelen zal onrendabel zijn en valt daarmee af. Nu de EPN er wel is stelt dezelfde gebruiker zich hooguit de vraag wat het kost om al dan niet aan de EPN te voldoen. Het gaat dus om de afweging de extra investeringen versus de kosten van niet aan de EPN voldoen (dan betaal je bijvoorbeeld een boete of krijg je überhaupt geen bouwvergunning). De marginale kosten van voldoen aan de EPN zijn in dit geval kleiner dan 0.

De kosten worden gehanteerd om een ex-ante inschatting van de prijs van een emissie/reductierecht te kunnen maken. Een voorwaarde om ex-ante een goede inschatting te maken, is om het besluitvormingsproces vanuit het perspectief van de actor te beschrijven. Het zijn uiteindelijk de investerende en/of handelende actoren die de marktprijs bepalen en daarmee de werking (effectiviteit) van het instrument sturen. De marktprijs is uiteraard het gevolg van het spel van vraag en aanbod. De door de actor gepercipieerde kosten van de middelen die hem tot beschikking staan domineren dit spel. De gepercipieerde kosten liggen over het algemeen aanzienlijk hoger dan de milieukosten van de voorziening zoals gedefinieerd in Methodiek Milieukosten (VROM, 1998).

ECN en RIVM beschikken over sectorale simulatiemodellen⁴ van energieverbruikontwikkelingen welke zich primair richten op marktpotentiëlen. Deze modellen kennen een aanzienlijke mate van detail in de beschrijving van technieken per sector en per toepassingsgebied. Investeringskeuzes voor technieken worden primair gestuurd door economische afwegingen. Technieken krijgen een groter of kleiner marktaandeel als gevolg van verschuivingen in omstandigheden (energieprijzen, stimulerend beleid, etc). De simulatie van marktpenetratie van technieken houdt rekening met een zekere heterogeniteit zoals in de praktijk kan worden geconstateerd ten aanzien van uitgangssituaties. In sommige situaties kan een besparende techniek al goed uit, bijvoorbeeld als een installatie relatief veel draaiuren maakt, terwijl dat niet geldt voor andere situaties en rendementseisen. De simulatiemodellen zijn gekalibreerd op basis van historische reeksen. In de modellen wordt er vanuit gegaan dat bepaalde nieuwe technieken in de loop van de tijd beschikbaar komen. De meest recente versies van de sectormodellen nemen alle nu bestaande beleidsinstrumenten mee. De kosten van uitvoering van emissiehandel zijn niet meegenomen⁵.

Een marginale kostencurve per sector kan geconstrueerd worden door vanuit een vastgestelde uitgangssituatie een aantal simulaties uit te voeren met toenemende CO₂-heffingen welke verrekend worden in de prijzen van aardgas, olieproducten kolen, elektriciteit en warmte. De simulaties geven een indicatie van de vermindering van energieverbruik en CO₂-emissies bij verschillende prijzen voor emissierechten. De marginale kostencurve koppelt de marginale reductiekosten (y-as) aan de emissiereductie (x-as).

Voor het opstellen van de marginale kostencurven zijn CO₂-heffingen doorgerekend van 10, 20, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 250 en 500 gulden/tCO₂⁶.

Wanneer actoren in een sector worden blootgesteld aan een nieuwe prikkel, zoals een prijs voor CO₂-emissies, zullen ze op zoek gaan naar de goedkoopste manieren om deze emissies te verminderen. Daarbij zal men alle mogelijkheden onderzoeken. Op termijn zal dit via innovatie ook effecten hebben op de beschikbaarheid en kostprijs van technologie. Dit effect is in deze studie niet meegenomen, mede omdat verwacht wordt dat het effect in 2010 beperkt is. Voor elke case is uitgegaan van dezelfde beschikbaarheid en kosten van emissiereductieopties.

Vooreerst is het niet bekend of de prijs van CO₂-emissierechten stabiel zal zijn of veel zal fluctueren. Bij een sterke volatiliteit van de prijs neemt een investeerder in energiebesparende maatregelen meer risico dan bij een stabiele prijs. In deze studie is verondersteld dat de prijs van emissierechten behoorlijk stabiel zal zijn en investeerders niet rekenen met een risicopremie hoger dan voor energieprijzen.

De CO₂-reductiecurven zijn voor vraagsectoren samengesteld op basis van het finaal verbruik van energiedragers en het daaraan toe te rekenen primaire verbruik (het zogenoemde fictief primair verbruik). Zo wordt voor aardgas, verbruikt in een vraagsector, de directe emissie aan deze sector toegerekend plus de emissie van CO₂ als gevolg van de in de sector gebruikte elektriciteit.

⁴ De sectormodellen van ECN en RIVM worden voortdurend verbeterd en geactualiseerd via de diverse beleidsverkennde en -evaluerende studies die ermee worden uitgevoerd.

⁵ Behalve de (gepercipieerde) kosten voor de actoren zijn er uitvoeringskosten en handhavingskosten voor de overheid (of door de overheid geautoriseerde andere partijen), die samenhangen met de implementatie van een beleidsinstrument. Uiteraard bepaalt de keuze voor een bepaalde uitvoeringsvariant van Verhandelbaarheid grotendeels de benodigde kosten voor uitvoering en handhaving. Deze kosten vallen buiten het gezichtsveld van de opdracht. Wel moet opgemerkt worden dat een goed functionerend uitvoerings- en handavingsapparaat een randvoorwaarde is om een markt voor verhandelbare emissies effectief te laten zijn.

⁶ Het omrekenen van de CO₂-heffing naar een verhoogde brandstofprijs (bijvoorbeeld gasprijs) is eenduidig aangezien de CO₂-emissie per energie-eenheid goed bekend is en niet veranderd in de loop van de tijd. Voor elektriciteit is dit minder eenduidig aangezien elektriciteit wordt opgewekt via verschillende technieken en brandstoffen en er in de loop van de tijd verschuivingen hiertussen plaatsvinden. Voor respectievelijk 2010 en 2020 is in deze studie gerekend met gemiddelde emissiefactoren van 0,13 en 0,11 kgCO₂/GJ elektriciteit.

De kostencurven zijn afgeleid op basis van partiële analyses, dat wil zeggen dat de economische omgeving en de andere sectoren niet veranderen onder invloed van de heffing. Met name bij hoge heffingen op CO₂ zullen in de praktijk belangrijke indirecte effecten ontstaan, zoals:

- Er ontstaan volume- en structureffecten in de energiesectoren. Bij hoge emissieheffingen neemt de vraag naar energieproducten af, daarmee de productieomvang van de energiesectoren en daarmee het CO₂-reductiepotentieel. Een krimpende sector is bovendien minder goed in staat tot investeringen in CO₂-reductie. Met deze effecten is (geen) rekening gehouden.
- Bij de toewijzing van indirecte emissies in energiesectoren aan vraagsectoren wordt geen rekening gehouden met emissiereductie in de energiesectoren. De emissiefactor voor een kWh elektriciteit blijft constant op 0,13 ton/GJe in 2010 en 0,11 ton/GJe in 2020. Als bij hoge heffingen veel duurzaam aanbod ontstaat zal de emissiereductie door het besparen op elektriciteit dus overschat worden.
- Import van emissiearme energiedragers wordt niet beschouwd bij de energiesectoren. Ook met inkomenseffecten door de initiële toekenning van emissierechten dan wel het terugsluizen van heffingen is geen rekening gehouden. Er zijn geen handelseffecten verondersteld met landen en groepen landen zonder CO₂-beleid, of bedrijfsverplaatsingen naar deze gebieden toe.

Er is bij het opstellen van de marginale kostencurven aangenomen dat vanaf het jaar 2000 maatregelen kunnen worden genomen. In de praktijk is dit geen realistisch uitgangspunt; immers de Commissie CO₂-handel hanteert als werkhypothese een invoeringsmoment rond 2005. Voor een goede vergelijking van alternatieven, bijvoorbeeld een gesimuleerde vervanging van het bestaande klimaatbeleid door emissiehandel, is dit een bruikbare vergelijkingsbasis.

2.2.1 Onzekerheid in methodiek om te komen tot kostencurven

De hoofdvraag van de commissie is gericht op het verkrijgen van inzicht in de marginale kostencurven van maatregelen voor de afgeschermden sectoren en niet-afgeschermden sectoren. Tevens wordt gevraagd in te gaan op de onzekerheden in de analyse. De onzekerheden kunnen enerzijds te maken hebben met de gebruikte data, anderzijds met de methode die is toegepast om tot kostencurven te komen.

Alle beleidsinstrumenten, zo ook emissiehandel, beogen gedrag van sectoren in de gewenste richting te beïnvloeden. In de gebruikte modellen worden gedragsreacties meegenomen in een veelal geabstraheerde vorm als kentallen, prijselasticiteiten en -coëfficiënten. Historisch cijfermateriaal ligt ten grondslag aan de vaststelling van deze kentallen. Deze benaderingen zijn primair opgesteld om gedragsreactie op prijsverhogingen bijvoorbeeld door heffingen te bestuderen. De vraag is of gedragsreacties van sectoren voor conventionele prijsverhogingen van energie respectievelijk emissiehandel hetzelfde zijn. Met andere woorden, is het juist om emissiehandel in de analyse te behandelen als een energieheffing? In dit onderzoek is deze onzekerheid niet nader bestudeerd en in de literatuur is hier weinig over bekend.

Wel is uit onderzoek bekend, dat andere aspecten dan kosten vaak een belangrijker rol spelen in het investeringsgedrag van sectoren (Velthuisen, 1995, De Groot et al, 1999). Als aanzet voor de discussie over onzekere gedragsreacties en -effecten te illustreren wordt in Bijlage I nader ingegaan op deze aspecten.

2.3 Achtergrondbeeld

2.3.1 Opzet van Pilot Referentieraming

De Commissie CO₂-handel heeft aangegeven de voorkeur te hebben voor kostencurven die tegen een zo actueel mogelijk achtergrondbeeld zijn opgesteld. Als achtergrondbeeld voor het opstellen van de marginale kostencurven maakt deze studie daarom gebruik van de Pilot Referentieraming Energie en CO₂ (Ybema et al, 2001). Het Global Competition scenario, dat is gebruikt voor de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid is niet als achtergrondbeeld gehanteerd omdat het op een aantal terreinen gedateerde prognoses bevat. Sinds het verschijnen van het GC-scenario eind 1997 zijn er diverse ontwikkelingen binnen en buiten de energiesector opgetreden, die de behoefte aan een meer recente inschatting van het energieverbruik en de CO₂-emissie steeds groter maken.

In het najaar van 2000 is daarom door het ECN een Pilot Referentieraming energie en CO₂ opgesteld over de periode 2000-2010⁷. Deze pilot geeft een centrale projectie van de ontwikkelingen voor de komende 10 jaar omtrent energieverbruik, energiebesparing, brandstofmix, energieprijzen en CO₂-emissies. Daarbij is uitgegaan van actuele ontwikkelingen en inzichten. De referentieraming neemt verder de vastgestelde nationale en internationale inzet van beleidsinstrumenten als uitgangspunt. Zo zijn de huidige REB, het benchmark convenant, meerjarenafspraken, Energie Prestatie Advies (EPA) en het bestaande duurzame energiebeleid meegenomen. De Pilot Referentieraming is een voorloper van een Referentieraming Energie en CO₂ 2001-2010, die begin 2002 wordt gepubliceerd.

De Pilot Referentieraming 2000-2010 is gebaseerd op een doorrekening van het gehele NEV-instrumentarium van ECN. Ten opzichte van eerdere integrale doorrekening ten behoeve van gebruik voor het GC-scenario (ECN, 1998) is de volgende aanpak gevolgd:

- bijstelling startsituatie van de berekeningen op basis van correctie voor de ontwikkelingen tussen 1995 en 1999,
- diverse bijstellingen in mechanismen en techniekgegevens op basis van nieuwe inzichten,
- aanpassingen teneinde de nieuwe tarievenstructuur en geactualiseerde verwachtingen voor energieprijzen mee te nemen,
- een actualisatie aangaande de inzet van beleidsinstrumenten,
- aangaande de scenario-omgeving (voorspoedige economische groei wereldhandel, tendens van liberalisatie) is vastgehouden aan het Global Competition scenario.

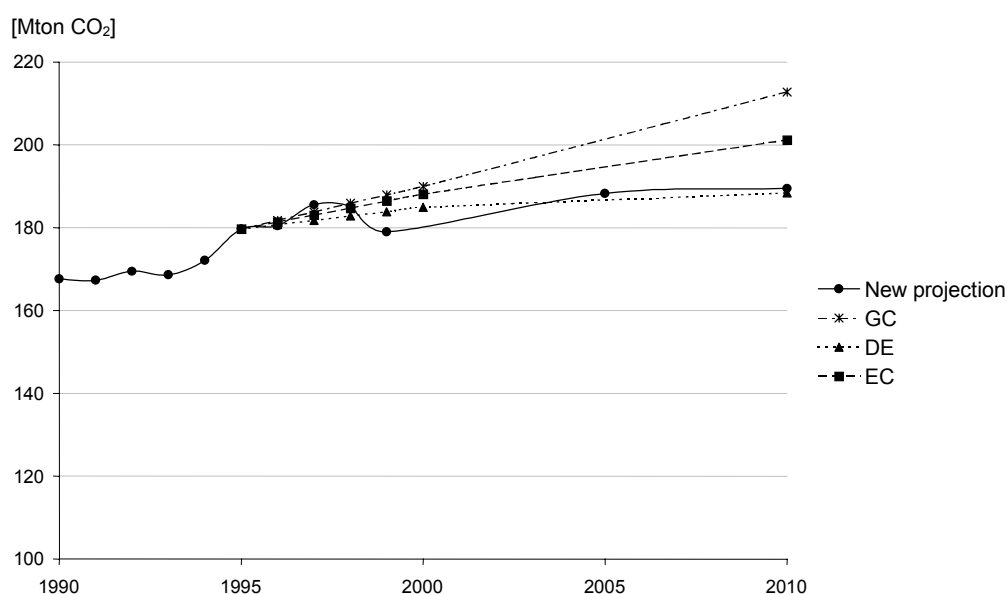
2.3.2 Belangrijkste resultaten

In de Pilot Referentieraming kan een aantal belangrijke veranderingen geconstateerd worden ten opzichte van het GC-scenario. Per saldo leiden deze bijstellingen er toe dat naar verwachting voor het zichtjaar 2010 gemakkelijker aan de nationale klimaatdoelstelling kan worden voldaan. Doelstellingen voor energiegebruik, duurzame energie en terugdringen van broeikasgasemissies zijn meer binnen bereik dan volgens het GC-scenario. Afgezien van de effecten van het aanvullende klimaatbeleid (Uitvoeringsnota Klimaatbeleid Deel 1) lijken een aantal volume en energieverbruikontwikkelingen mee te vallen. De veranderde inzichten ten opzichte van de NEV-scenario's betreffen onder andere de ontwikkeling van het brandstofverbruik in de dienstensector, land- en tuinbouw, huishoudens en industrie (lager), ontwikkeling van de eindverbruikersprijzen voor aardgas (hoger), duurzame energie (hoger), inzet van WKK (lager), import van elektriciteit (hoger) en totale CO₂-emissies (lager). Inzichten over de toekomstige vraag vanuit het GC-scenario die niet of beperkt zijn gewijzigd betreffen o.a. de vraag naar elektriciteit en de vraag naar brandstoffen in de transportsector.

⁷ Dit jaar wordt door ECN en RIVM de echte referentieraming energie en broeikasgassen opgesteld. Daarin worden de voornaamste beperkingen van de Pilot Referentieraming overkomen en vindt een verdere actualisatie plaats.

Het energieverbruik neemt in de Pilot Referentieraming wel toe, maar minder dan bij het formuleren van het energie- en klimaatbeleid vanuit is gegaan. De Pilot Referentieraming komt voor de periode 1995-2010 uit op een toename met +8%. Ter vergelijking: bij het NEV-scenario lag de toename in het energieverbruik over deze periode tussen +7% (DE) en +23% (GC). De lagere projectie van het energieverbruik houdt verband met de gerealiseerde energieverbruik-ontwikkelingen over de periode 1995-1999, welke lager waren dan conform de projecties van de NEV-scenario's. Tevens houdt de lagere projectie verband met het geïntensiveerde energie- en milieubeleid (effecten Uitvoeringsnota Klimaatbeleid) en de consequenties van geliberaliseerde energiemarkten (hogere prijzen voor sommige eindverbruikers).

Voor de CO₂-emissies is de bijstelling ten opzichte van het GC-scenario aanzienlijk, zie Figuur 2.1). De lagere CO₂-projectie is vooral een gevolg van de lagere verbruikprojectie (als gevolg van energie- en milieubeleid en autonome ontwikkelingen) maar wordt ook beïnvloedt door enerzijds de lagere inzet van warmtekracht en anderzijds door de import van elektriciteit en de inzet van duurzame bronnen, die voor de periode tot 2010 hoger worden ingeschat dan in het GC-scenario.



Figuur 2.1 *Historische ontwikkeling van de Nederlandse CO₂-emissies (1990-1999) en projecties tot 2010 volgens de Pilot Referentieraming en de scenario's van de lange termijnverkenningen uit 1997*

2.3.3 Beperkingen en onzekerheden

Opgemerkt moet worden dat de Pilot Referentieraming een aantal beperkingen heeft. In verband met beperkte inzet van tijd en middelen zijn bij de uitvoering van de pilot analyse verschillende bedrijfstakken en onderdelen van de energievoorziening niet zodanig geanalyseerd als wenselijk zou zijn. In die gevallen is doorgaans teruggevallen op de aannames die in het verleden voor het GC-scenario werden gebruikt. Daarbij gaat het o.a. om bedrijfstakanalyses voor de energie-intensieve industrie alsmede een analyse van de elektriciteitssector. Verder is bij de analyse niet of nauwelijks aandacht besteedt aan onzekerheid. In de eerste 'echte' referentieraming, die eind dit jaar verschijnt, zal een groot aantal onderdelen met grotere diepgang worden onderzocht, zal gebruik worden gemaakt van een geactualiseerde economische raming, waarbij in de uitwerking in sterkere mate externe sectorspecialisten worden betrokken en zal expliciet aandacht worden besteed aan onzekerheid. De resultaten van de eerste 'echte' referentieraming zijn echter niet tijdig beschikbaar om te gebruiken voor onderhavige analyse voor de Commissie CO₂-handel.

3. KOSTENCURVEN VOOR VRAAGSECTOREN EN ENERGIEAANBOD BIJ BESTAAND BELEID

3.1 Inleiding

Ten opzichte van de resultaten van de Pilot Referentieraming zijn voor zowel vraagsectoren als het energieaanbod kostencurven opgesteld voor extra CO₂-reductie. Voor de vraagsectoren zijn kostencurven bepaald op sectorniveau, zodat enerzijds de indeling sheltered/exposed goed gemaakt kan worden en anderzijds tijdens het later geplande overleg met sectoren informatie kan worden gepresenteerd, die goed is toegesneden op de betreffende sectoren. Aan de aanbodkant van energie is onderscheid gemaakt naar verschillende technologieën, zoals warmtekrachtkoppeling en duurzame energiebronnen. Opgemerkt zij dat het dus steeds gaat om kostencurven die extra maatregelen betreffen ten opzichte van die met het huidige beleid reeds worden bereikt. Dit is uiteraard een vereenvoudiging van de situatie dat een handelssysteem naast het bestaande beleid zou werken en er interacties gaan optreden. De marginale kostencurven zijn opgesteld tot een niveau van 500 f/tCO₂. In vergelijking met de huidige energieprijzen betekent dit voor alle sectoren een aanmerkelijke prijsverhoging.

3.2 Vraagsectoren

Voor de vraagsectoren (huishoudens, handel/diensten/overheid, transport en industrie) is een twintigtal kostencurven opgesteld met behulp van de energiebesparingsmodellen van ECN en RIVM.

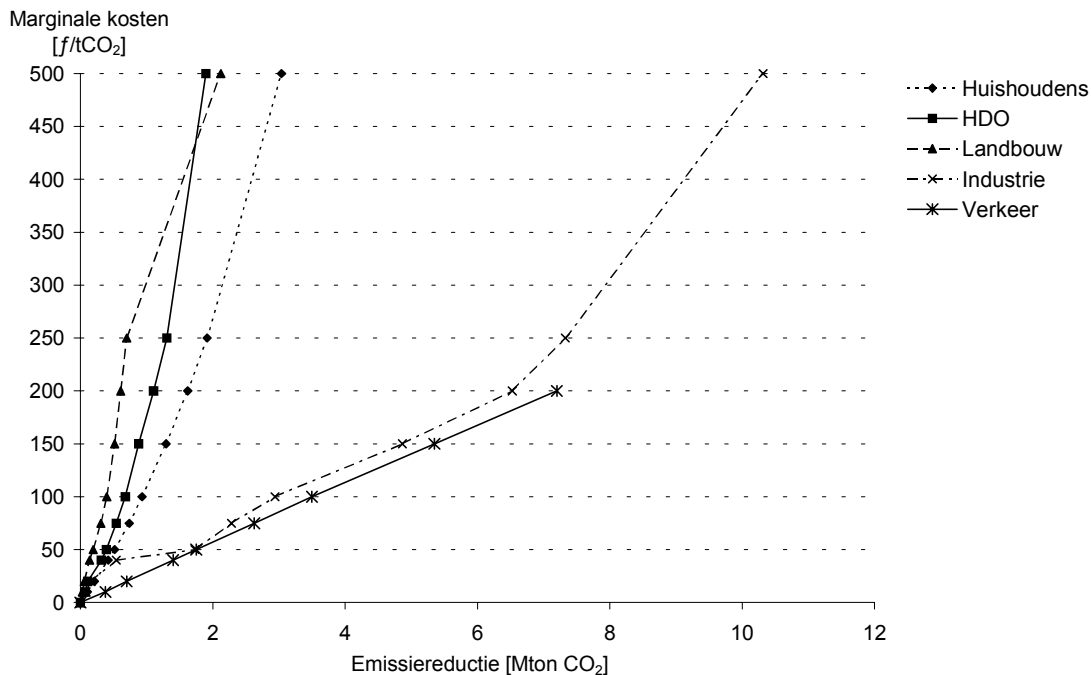
Tabel 3.1 *Overzicht van sectoren waarvoor marginale kostencurven zijn opgesteld*

Sector	Subsector	Exposed	Sheltered
Industrie	Voedings- en genotmiddelen		x
	Textiel, kleding en leer		x
	Papier, drukkerijen, uitgeverijen	x	x
	Kunstmest	x	
	Organische basischemie	x	
	Anorganische basischemie	x	
	Overige basischemie	x	
	Chemische producten		x
	Bouwmaterialen	x	
	Basismetaal ijzer en staal	x	
	Basismetaal non-ferro	x	
	Metaalproducten		x
	Kunststof- rubber en overige		x
Handel, diensten en overheid	Handel en horeca		x
	Zakelijke dienstverlening		x
	Non-profit		x
	Bouwnijverheid		x
Landbouw	Glastuinbouw	x	
	Overige land- en tuinbouw	x	
Verkeer	Personen		x
	Vracht	x	
Huishoudens	Huishoudens		x

Tabel 3.1 geeft aan voor welke sectoren marginale kostencurven geconstrueerd zijn; daarbij is aangegeven of de subsector in de categorie exposed of afgeschermd valt. De afzonderlijke marginale kostencurven zijn gepresenteerd in Bijlagen A t/m H.

Bij het opstellen van de marginale kostencurven zijn alle CO₂-emissies, die verband houden met het energieverbruik van een sector, ook toegerekend aan die sector. Emissies van CO₂ die optreden bij de opwekking van elektriciteit zijn dus toegerekend aan het eindverbruik van elektriciteit. Verder is er geen rekening gehouden met mogelijke interacties tussen sectoren. WKK is niet in de sectorale kostencurven meegenomen aangezien WKK apart wordt behandeld onder de aanbodsectoren.

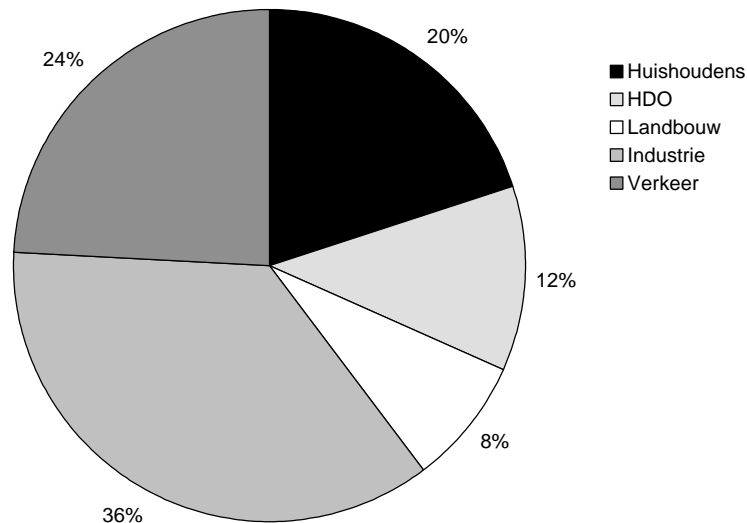
De marginale kostencurven voor de sectoren huishoudens, diensten (totaal), landbouw, industrie (totaal) en verkeer (totaal) zijn weergegeven in Figuur 3.1⁸. Er kan ruwweg een onderscheid worden gemaakt tussen een drietal steile marginale kostencurven (voor huishoudens, diensten en landbouw) en twee vlakkere curven (voor industrie en verkeer). Bij huishoudens, landbouw en diensten komt het beeld naar voren, dat alleen bij zeer hoge waarden van de CO₂-rechten (>150 f/ton, ca 25 ct/m³ gas) een aanvullend reductie-effect kan worden bereikt dat per sector boven enkele megatonnen uitkomt.⁹ De sector verkeer lijkt in CO₂-termen juist het meest gevoelig voor prijsstijgingen, maar of dit effect al daadwerkelijk haalbaar is in 2010 is zeer onzeker.



Figuur 3.1 *Marginale kosten van emissiereductie per sector in 2010, exclusief WKK. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het concreet vastgestelde beleid volledig in werking blijft*

⁸ De marginale kostencurven voor de individuele subsectoren zijn gepresenteerd in de bijlage met factsheets per sector.

⁹ Het is mogelijk dat er een onderschatting optreedt. In de gehanteerde bottom-up modellering is uitgegaan van nu bekende/beschikbare technieken. Indien nieuwe technologieën hun intrede doen ontstaan extra reductiemogelijkheden. De inschatting is dat dit effect pas op langere termijn (2020 en later) significant is.



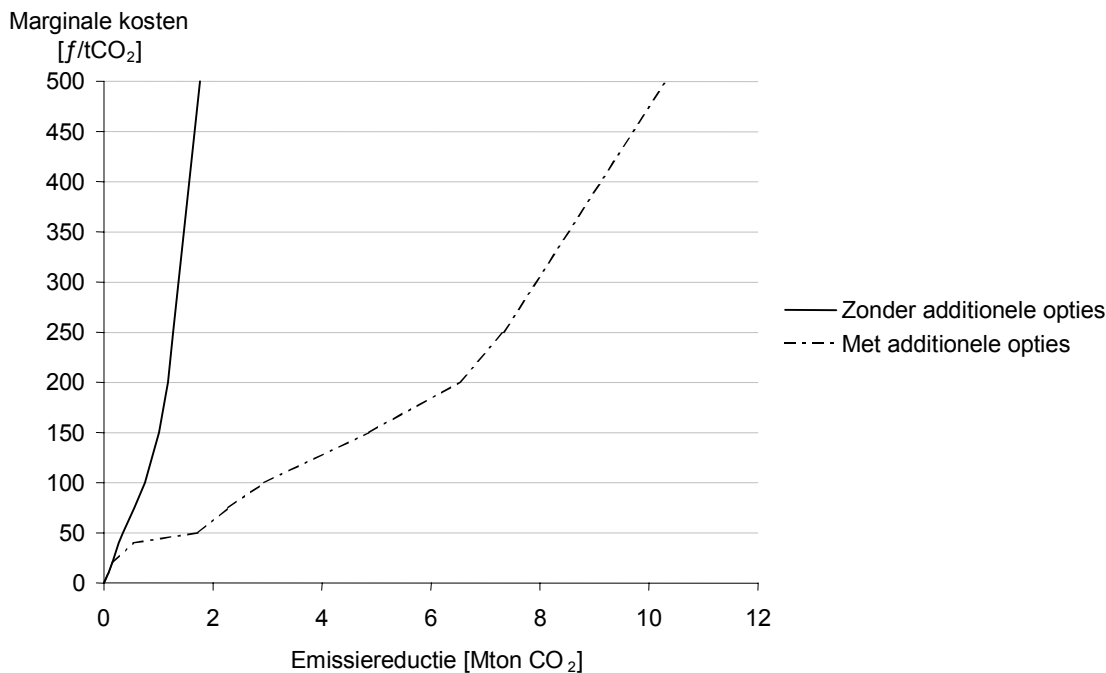
Figuur 3.2 Aandelen van de sectoren in de emissies van CO₂ in 2010

Het aandeel van de CO₂-emissies van een sector in de totale emissies bepaald ten dele de verschillen tussen de sectoren. Zo hebben industrie en verkeer een groot aandeel in de totale CO₂-emissies.

De grootte van de sector is echter niet de enige factor die de verschillen tussen de curven verklaart. Zo betekent een hoge CO₂-emissieprijs voor de industrie, waar de eindverbruikersprijs altijd lager is dan bij kleinverbruikers, een veel grotere *relatieve* prijsverhoging dan voor de huishoudens. De meest extreme prijsstijging op basis van de emissieprijs die is onderzocht (500 f/tCO₂) leidt tot een verviervoudiging van de gasprijs voor industriële grootgebruikers en 'slechts' tot een verdubbeling van de prijs voor de huishoudens. Daarnaast zijn er verschillen tussen sectoren in de mogelijkheden van emissiereductie en elasticiteit van de energievraag. Dit wordt bepaald door de soort van energiedienst, die elastisch of minder elastisch is, en de mate waarin nu al beleid van toepassing is en daardoor het effect van aanvullende prikkels kleiner of groter is. Ook de energieprijzen liggen in het achtergrondbeeld op een relatief hoog niveau. Dit zijn mede de redenen dat in het achtergrondbeeld de binnenlandse doelstelling voor CO₂ meer en meer binnen bereik lijkt te komen. Vanuit dit perspectief lijkt voor de vraagsectoren de meerwaarde van een handelssysteem voor CO₂ daarom op de langere termijn te liggen, wanneer het wellicht ook een deel van het bestaande instrumentarium kan vervangen. Op de langere termijn neemt de kans ook toe dat indirecte effecten zichtbaar worden, zo kan de introductie van het systeem een sterkere stimulans voor R&D betekenen.

Een belangrijke reden voor de redelijk vlakke kostencurve van de industrie, is dat er in de industrie meer aanvullende mogelijkheden zijn, zoals opties die nu nog niet of slechts gedeeltelijk door bestaand beleid worden gedekt. Te denken valt aan zaken als CO₂-opslag bij een aantal specifieke industrieën (raffinaderijen, kunstmest) waar procesemissies plaatsvinden met een relatief hoog CO₂-gehalte, inzet van biomassa als grondstof en recycling. Dit zijn opties die in aanvulling op de energiebesparingsopties zijn opgenomen. Over deze opties is minder bekend dan over energiebesparingsopties. Daardoor zijn de onzekerheden over deze opties ook groter.

Als deze additionele opties niet meegenomen zouden worden, ziet de marginale kostencurve voor de industrie er veel steiler uit (zie linker curve in Figuur 3.3). Bij de hogere marginale kosten die onderzocht zijn (150 f/tCO₂ of meer), is het aandeel van deze opties in de emissiereductie van de sector industrie groot (75% of meer). Het zijn dus grotendeels relatief dure opties die grote reducties met zich mee kunnen brengen.



Figuur 3.3 *Marginale kosten van emissiereductie in de industrie in 2010, met en zonder additionele opties (o.a. extra recycling, CO₂-afvang, biomassa inzet). Bij geen van de curven is WKK meegeteld*

3.3 Energieaanbod

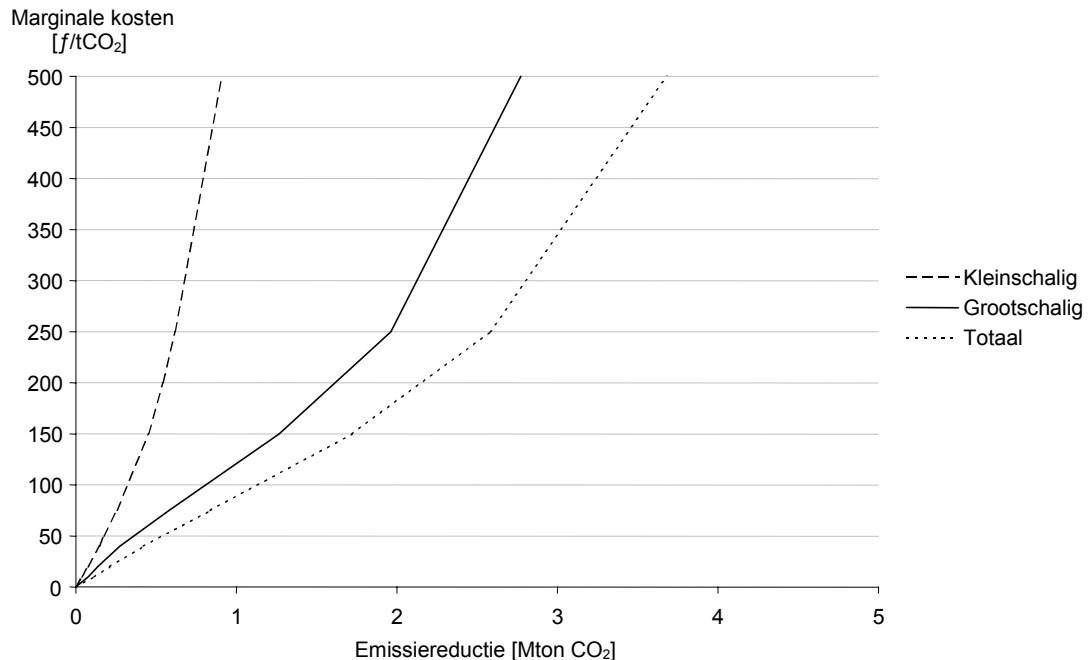
De constructie van kostencurven aan de aanbodkant vergt op sommige punten een wat andere aanpak dan de kostencurven voor de vraag. Bij het aanbod is veel explicieter gekozen voor een benadering vanuit de technologie. De belangrijkste reden voor deze wat andere aanpak is, dat de reductiemogelijkheden vaak een beperkt aantal concreet aanwijsbare opties betreffen, waarmee het opstellen van een kostencurve steeds meer het karakter krijgt van een individuele investeringsbeslissing. Bovendien is bij aanbodopties de realisatie vaak niet alleen afhankelijk van het bedrijfseconomisch plaatje, maar meer dan bij vraagopties ook van institutionele factoren. De onderzochte opties aan de aanbodkant zijn warmtekrachtkoppeling, windenergie, biomassa, zonn-PV, overschakeling van kolen naar gas, vervroegde sluiting oude centrales. Op enkele hiervan wordt nader ingegaan.

Warmtekrachtkoppeling

Introductie van een CO₂-handelssysteem werkt stimulerend voor warmtekrachtkoppeling. Weliswaar dienen voor de inzet van aardgas voor de warmtekrachtinstallatie CO₂-rechten te worden betaald, maar minder dan bij aparte opwekking van warmte en elektriciteit.

In de Pilot Referentieraming komt het warmtekrachtvermogen op 9 à 10 GW in 2010. Daarbij is rekening gehouden met het recent overeengekomen pakket van beleidsondersteuning. De 10 GW is aanmerkelijk lager dan in het GC-scenario, als gevolg van een lagere warmtevraagontwikkeling en ongunstiger gas en elektriciteitsprijzen, maar betekent nog wel een beperkte groei ten opzichte van de huidige ca. 8 GW. Onderstaande figuur toont voor het grootschalige warmtekrachtvermogen de effecten van de introductie van CO₂-rechten. Op de x-as is aangegeven welke reductie bereikt kan worden, op de y-as welke waarde van de rechten daar bij hoort.

Bij een waarde van de CO₂-rechten van rond de 200 f/ton wordt een extra CO₂-reductie t.o.v. de raming voorzien van rond de 2 Mton. Ter indicatie: een waarde van 100 f/ton komt overeen met circa 18 cent/m³ voor aardgas en 4 à 5 cent/kWh voor elektriciteit. Bij grootschalige WKK komt 1 Mton extra reductie globaal overeen met zo'n 1000 MW extra opgesteld warmtekrachtvermogen. Dit getal is echter zeer gevoelig voor de hoeveelheid CO₂-emissie die wordt toegekend aan de opwekking van elektriciteit.



Figuur 3.4 *Marginale kosten van emissiereductie warmtekrachtkoppeling voor 2010, onderverdeeld naar kleinschalige en grootschalige WKK. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft*

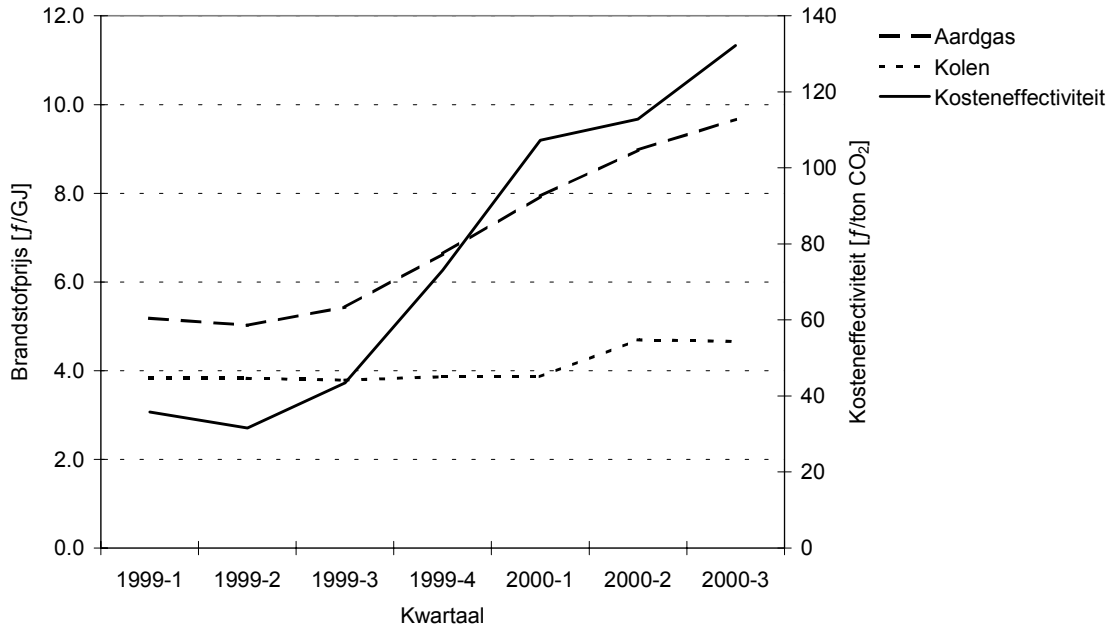
Duurzame energie

De groei van duurzame energie in Nederland blijkt steeds afhankelijker te worden van niet financiële zaken als vergunningverlening, implementatietempo (vooral voor wind on/off shore) en beschikbaarheid (biomassa). Door de sterke stimulering via de REB middels de afdrachtkorting en het nihil tarief voor groene stroom zijn/worden de meeste opties financieel al aantrekkelijk. Alleen voor zon-PV geldt dit nog niet. Introductie van een handelssysteem voor CO₂ betekent weliswaar een extra stimulering voor duurzame energie, maar gelet op het feit dat de meeste beperkingen niet op het financiële vlak liggen leidt een CO₂-heffing niet direct tot veel extra opgesteld vermogen. Het is daarom niet zinvol geacht om voor de situatie met het huidige niveau van stimulering kostencurven op te stellen.

Overige aanbodopties

Bij de overige aanbodopties gaat het vrijwel allemaal om concreet aanwijsbare centrales. Gedeeltelijk betreft het relatief snel te nemen operationele beslissingen (gebruik van andere brandstof of sluiting), anderzijds gaat het om extra investeringen (CO₂-afvang/opslag).

De aantrekkelijkheid van omschakeling van kolen naar gas hangt vrijwel volledig af van de verhouding tussen de gas- en de kolenprijs. In 1999 lag de kosteneffectiviteit hiervan rond de 50 f/ton (dit bedrag is ook opgenomen in het Optiedocument), door de sindsdien sterke prijsstijging van gas is deze ondertussen gestegen tot meer dan 100 f/ton (zie Figuur 3.4). Een zelfde beeld geldt voor de vervroegde sluiting van kolencentrales.

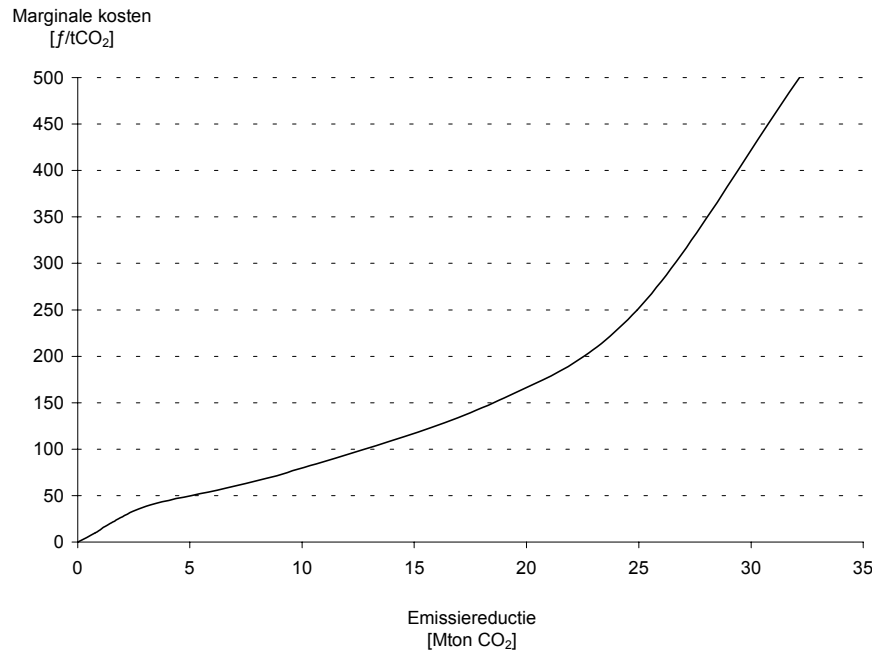


Figuur 3.5 *Marginale kosten van emissiereductieswitch van kolen naar aardgas voor 2010. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft*

Voor afvang en opslag van CO₂ geldt hetzelfde als bij de industrie (technische haalbaarheid en implementatietempo zijn belangrijk), al ligt het absolute kostenniveau hier duidelijk hoger dan in de industrie, omdat de CO₂ minder geconcentreerd beschikbaar komt.

3.4 Totaalbeeld vraag- en aanbodsectoren

De marginale kostencurven van alle eindverbruikssectoren en de energie-aanbodopties kunnen bij elkaar worden opgeteld teneinde één marginale kostencurve te construeren voor CO₂-reductie (zie Figuur 3.6).



Figuur 3.6 *Marginale kosten van emissiereductie in 2010 van alle eindverbruiksectoren en geselecteerde energieaanbodopties. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft. Additionele opties bij de industrie zijn meegenomen*

De geaggregeerde marginale kostencurve heeft tot ruim 200 €/tCO₂ een vrij lineair verloop. Pas vanaf 250 €/tCO₂ wordt de curve steiler. De emissiereductie ten opzichte van het achtergrondbeeld bedraagt bij 50 €/tCO₂ 4 Mton, bij 150 €/tCO₂ 18 Mton en bij 500 €/tCO₂ 37 Mton. Opvallend is dat bij een CO₂-reductieprijs van ongeveer 50 €/tCO₂ de emissiereductie vrij gering is. Ten dele wordt dit veroorzaakt door het huidige energie- en klimaatbeleid dat begrijpelijkerwijs gericht is op de relatief goedkope emissiereductieopties. In deze analyse is dan ook verondersteld dat een belangrijk deel van deze goedkopere opties al wordt gerealiseerd in het achtergrondbeeld.

Het achtergrondbeeld resulteert in een emissie van circa 190 Mton in 2010¹⁰. Als dit achtergrondbeeld werkelijkheid zou worden wordt de binnenlandse doelstelling voor het CO₂-deel voor een groot deel gehaald¹¹. Mits zich geen tegenvallers (bijvoorbeeld bij de niet-CO₂-broeikasgassen, andere economische ontwikkelingen en veranderingen bij de import van elektriciteit) zouden voordoen, zou de noodzaak om via emissiehandel te komen tot extra emissiereductie voor de kortere termijn (2010) beperkt zijn. Overigens is het juist onwaarschijnlijk dat emissiehandel samen zal gaan met de bestaande subsidieregelingen en fiscale stimulering. De belangrijkste prikkel om binnenlands tot emissiehandel over te gaan is te komen tot een meer kostenefficiënt instrumentarium om klimaatdoelen te bereiken.

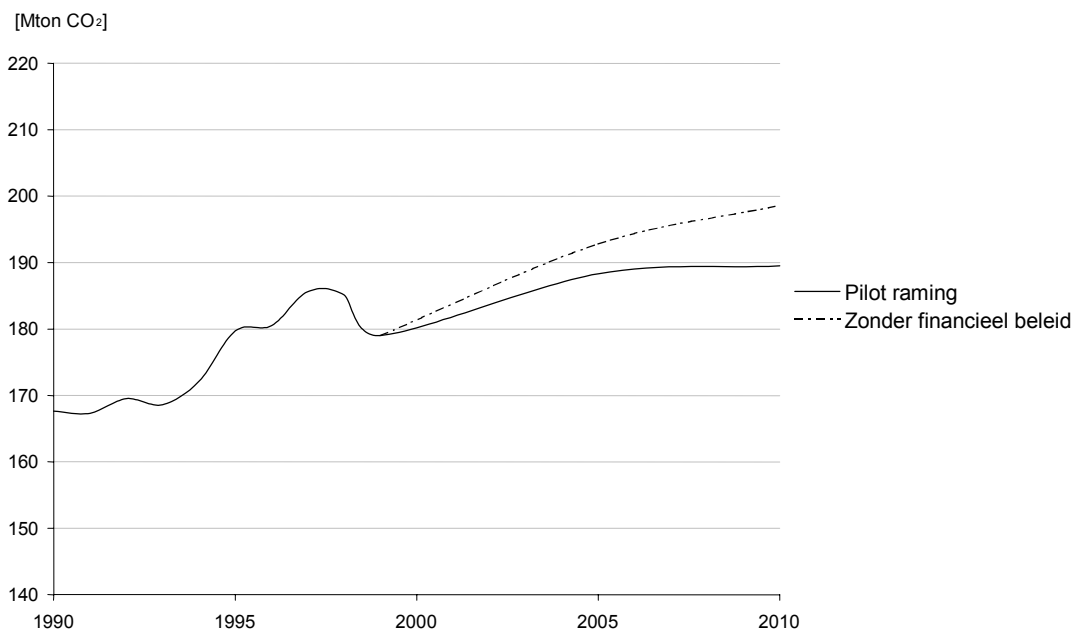
¹⁰ Het CO₂-emissieniveau in 2010 van de Referentieraming Energie en CO₂ 2001-2010 verschilt op hoofdlijnen niet substantieel van het CO₂-emissieniveau van de Pilot Referentieraming.

¹¹ Hierbij is uitgegaan van een zodanige operationalisering van de 50/50 verdeling tussen binnenlandse en buitenlandse reductie welke resulteert in een niveau van de binnenlandse broeikasgasuitstoot in 2010 dat 25 Mton CO₂-equivalent lager is dan het niveau van het GC-scenario.

4. VARIANT ZONDER BELEID

4.1 Inleiding

Het algemene beeld uit het voorgaande hoofdstuk is dat de mogelijk additionele effecten van een CO₂-handelssysteem boven op het bestaande instrumentarium beperkt zijn op een termijn tot 2010. Dit zegt echter meer over de verwachte effectiviteit van het reeds ingezette beleidsinstrumentarium dan over het handelssysteem. Het idee is ook dat het handelssysteem op termijn een gedeelte van het bestaande beleid zou kunnen vervangen. Het is in dit stadium nog te vroeg om te bepalen welk beleid wel en niet vervangen kan worden door het handelssysteem en op welke wijze. Als voorbeeld is gekozen voor een variant waarin het bestaande financieel milieu-beleid is komen te vervallen. Dat betreft daarmee een nieuw achtergrondbeeld zonder heffingen, dus een afschaffing van de REB¹², subsidies en andere fiscale stimulansen. Dit leidt tot hogere CO₂-emissie dan in het Pilot Referentieraming achtergrondbeeld (zie Figuur 4.1). Op basis van een indicatieve analyse zouden in 2010 de Nederlandse emissies van CO₂ ruim 9 Mton hoger dan met het financieel beleid. Tegen dit aangepast achtergrondbeeld zijn opnieuw marginale kostencurven gemaakt.

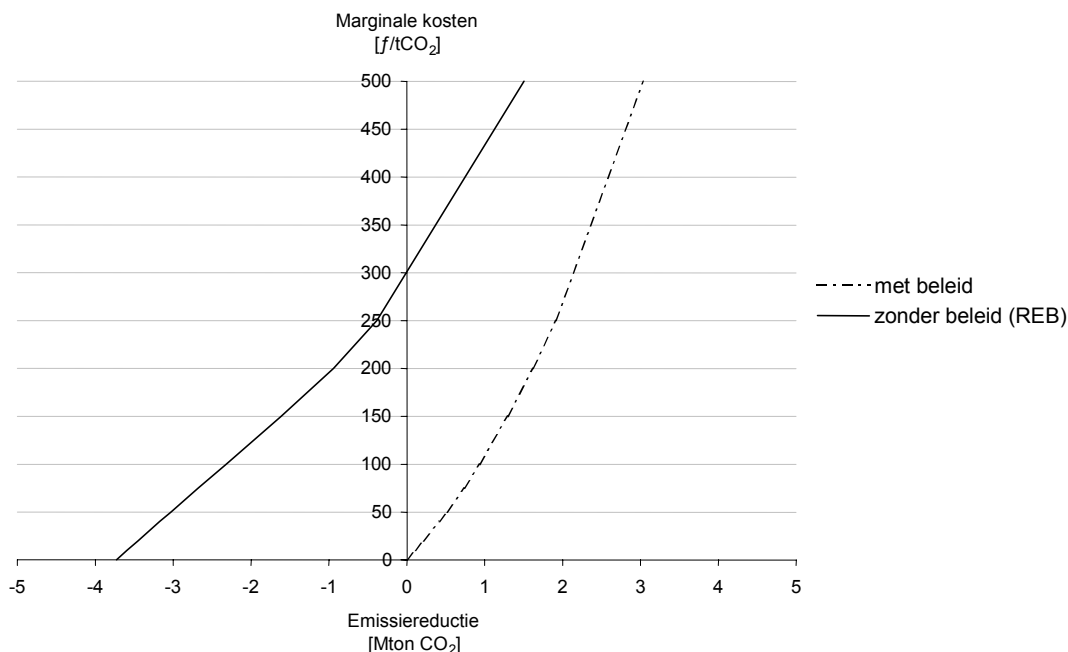


Figuur 4.1 *Historische ontwikkeling van de Nederlandse CO₂-emissies (1990-1999) en projecties tot 2010 volgens de Pilot Referentieraming met financieel beleid en zonder financieel beleid*

4.2 Vraagsectoren

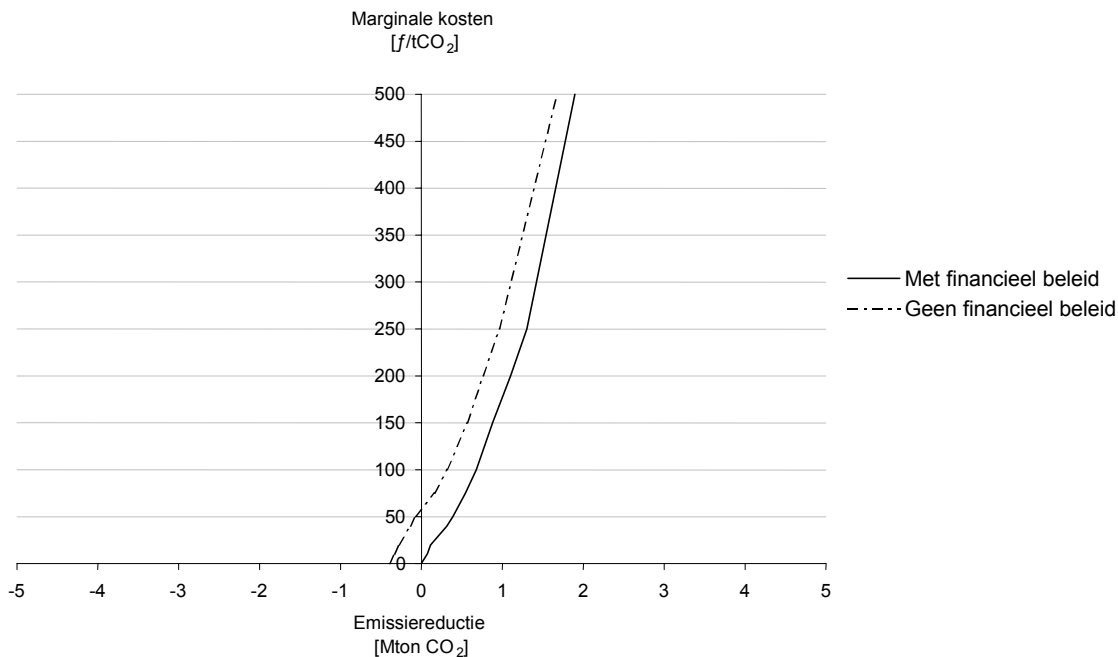
Zonder de bestaande financiële beleidsinstrumenten komt met name de sector huishoudens op hogere CO₂-emissies (3,7 Mton). Dit komt met name door de veronderstelde afschaffing van de REB. Introductie van een handelssysteem tegen deze achtergrond laat logischerwijs bij huishoudens ook het grootste verschil zien met de eerdere analyse. Figuur 4.2 laat zien dat tegen de achtergrond zonder financieel beleid het startpunt van de marginale kostencurve meer naar links ligt en dat de curve vlakker is. Bij toenemende marginale CO₂-reductiekosten naderen de marginale kostencurven elkaar.

¹² Accijnzen op transportbrandstoffen zijn in deze variant wel in stand gehouden.



Figuur 4.2 *Marginale kosten van emissiereductie bij huishoudens sector in 2010 tegen twee verschillende achtergrondbeelden: met en zonder bestaand financieel beleid*

Verder valt af te lezen dat bij een prijs van 300 gulden per ton CO₂ in 2010 de CO₂-emissie van de variant zonder financieel beleid gelijk is aan de (absolute) emissie van de variant met beleid. Dat betekent dat het huidige instrumentarium reeds deze effectiviteit weerspiegelt. Voor de dienstensector kan een vergelijkbaar beeld worden gegeven, zie Figuur 4.3. Een belangrijk verschil is dat het effect van het wegnemen van bestaand financieel beleid kleiner is dan bij de sector huishoudens.



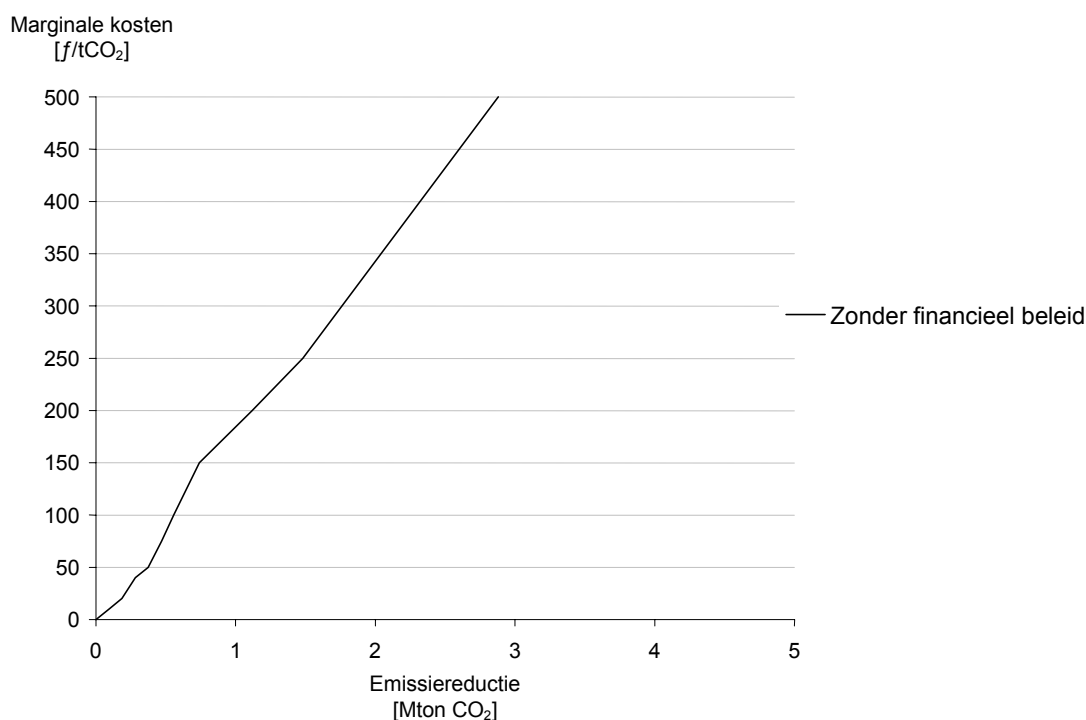
Figuur 4.2 *Marginale kosten van emissiereductie bij de sectoren diensten, handel en overheid in 2010 tegen twee verschillende achtergrondbeelden: met en zonder bestaand financieel beleid*

Voor transport is de accijns intact gelaten, omdat deze niet primair als milieuheffing is beschouwd. In de industrie spelen de MJA's en het Benchmarkconvenant een belangrijke rol, waarbij de ondersteuning middels financiële instrumenten beperkter is. Als gevolg hiervan is voor deze twee sectoren het verschil in emissies tussen de varianten met en zonder beleid gering.

4.3 Aanbodsector

In de aanbodsector speelt bestaand financieel milieubeleid een beduidend grotere rol. Dit geldt met name voor duurzame energie, maar in beperktere mate ook voor warmtekrachtkoppeling.

Het weglaten van de bestaande financiële stimulering voor duurzame energie zou betekenen dat vrijwel alle vormen van duurzame energie weer onrendabel zouden worden. De groei die nu met name bij biomassa en wind wordt voorzien zou daarmee veel lager worden. Er is weliswaar met de eigenaren van kolencentrales een afspraak gemaakt over het bijstoken van biomassa, de inschatting is echter dat dit alleen financieel haalbaar is bij handhaving van het bestaande stimuleringsbeleid. Als duurzame energie zou blijven steken op het huidige niveau betekent dat ten opzichte van de referentieraming een circa 3 Mton hogere CO₂-emissie.

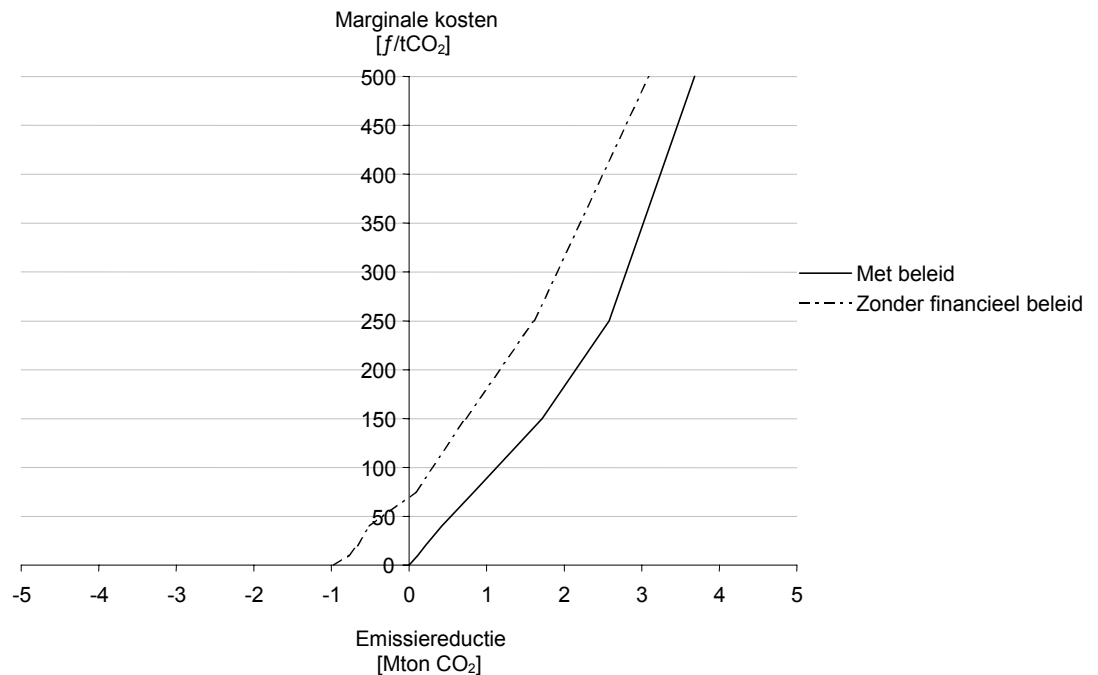


Figuur 4.3 *Marginale kosten van emissiereductie bij elektriciteit uit duurzame bronnen in 2010 tegen een achtergrondbeeld zonder bestaand financieel beleid (import van duurzame elektriciteit is niet meegenomen). De curve waarbij is uitgegaan van het bestaand beleid is niet getoond, omdat in die situatie financiële factoren extra groei van duurzame energie niet beperken.*

Ten opzichte van een beeld zonder financieel beleid zou de introductie van een handelssysteem een aanmerkelijk groter effect kunnen hebben voor duurzame energie. Om weer op vergelijkbare niveaus als de Pilot Referentieraming uit te komen is het de vraag of de waarde van het CO₂-emissierecht net zo hoog moet worden als de huidige stimulering via de REB. De indruk bestaat dat voor sommige bronnen wat lager zou kunnen zijn. De huidige stimulering van duurzame elektriciteit komt overeen met 15 à 20 cent/kWh. Dit bedrag is opgebouwd uit het nihil tarief (12

cent/kWh), de afdrachtskorting (4 cent/kWh) en EIA/VAMIL, voor zover die geldt voor de genoemde bronnen. Om een dergelijke stimulering via het handelssysteem te bereiken dient de waarde van de CO₂-rechten op te lopen tot een bedrag tussen de 300 en 500 f/ton.

Voor warmtekracht is de bestaande stimulering (althans gerekend in cent/kWh) beperkter. Er geldt momenteel een verhoging van de afdrachtskorting tot 1,25 cent/kWh. Er is bij de variant met beleid vanuit gegaan dat deze stimulering tot en met 2003 zal blijven. Daarnaast gelden EIA en VAMIL waarmee de totale stimulering enkele centen per kWh bedraagt. Indien deze weg zou vallen, is het vermogen van WKK bijna 1000 MW lager dan met dit beleid. De prijs van CO₂ zou weer toe moeten nemen tot 70 f/tCO₂ om op hetzelfde vermogen (en dezelfde emissie) uit te komen.



Figuur 4.4 *Marginale kosten van emissiereductie bij WKK in 2010 tegen twee verschillende achtergrondbeelden: met en zonder bestaand financieel beleid*

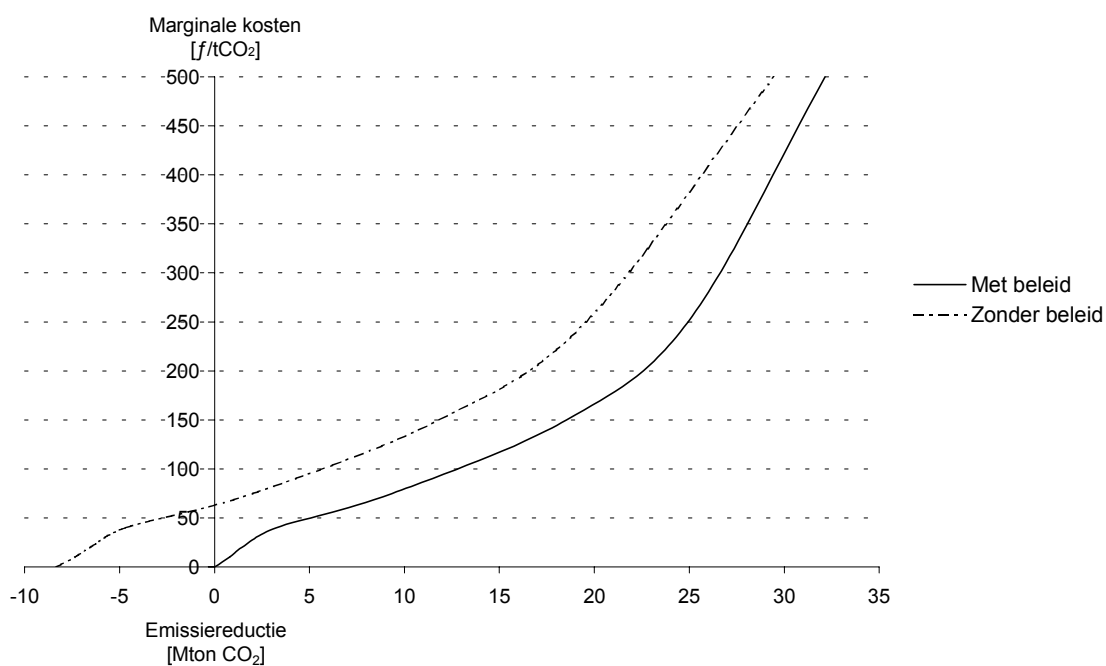
Het laten vervallen van het financiële beleid heeft voor de andere aanbodopties weinig consequenties en daarmee ook niet voor de geschetste analyses t.a.v. het verloop van de kostencurve in de Pilot Referentieraming.

4.4 Totaalbeeld

De totale marginale kostencurve voor de Nederlandse energievoorziening, waarbij de marginale kostencurve voor de eindverbruikssectoren en voor de aanbodopties zijn opgeteld, is weergegeven in Figuur 4.5. De curve zonder financieel beleid start links van de marginale kostencurve bij voortzetting van beleid. Bij toenemende marginale kosten komen de curven geleidelijk dichterbij elkaar.

Een interessante situatie doet zich voor als de kostencurve zonder financieel beleid de Y-as kruist. Dan zit deze op hetzelfde emissieniveau als het achtergrondbeeld dat uitgaat van het huidige beleid maar zonder emissiehandel. Deze situatie doet zich voor bij een prijs van circa 70 f/tCO₂. Hoewel de totale Nederlandse emissies dan gelijk zijn, zullen de emissies per sector verschillen. Zo zullen de emissies van de sectoren industrie en verkeer respectievelijk 2,5 en 2,0 Mton lager zijn. De emissies van de huishoudsector zijn juist 3 Mton hoger. Voor WKK doen zich bij deze prijs toevallig geen verschillen voor tussen de twee situaties, omdat de 'zonder fi-

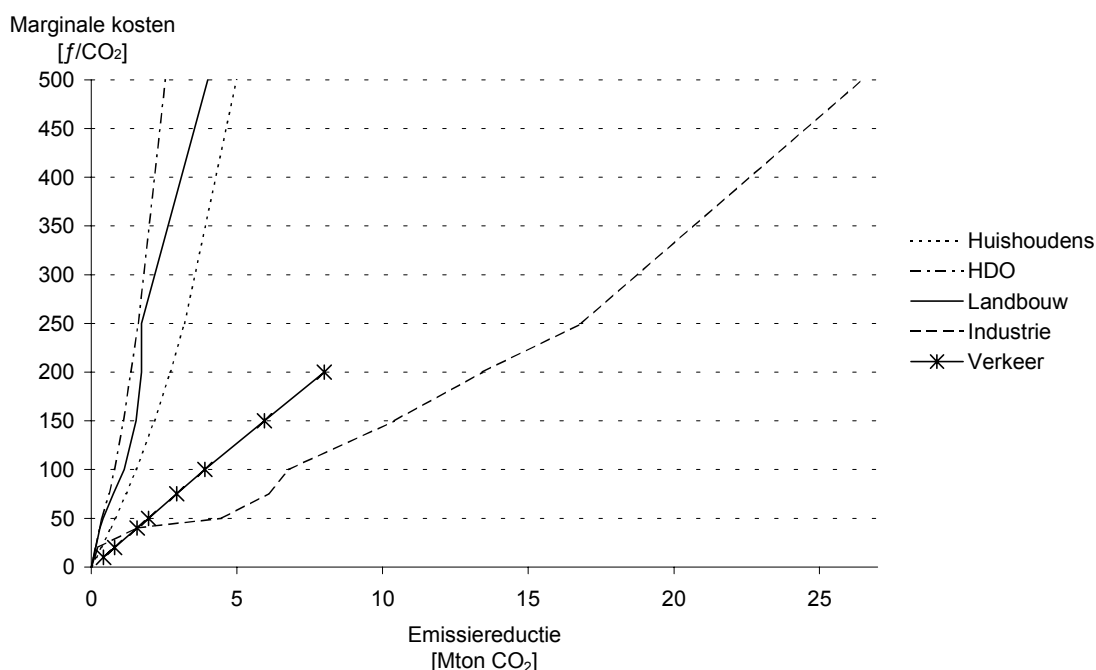
nancieel beleidcurve' ook bij ongeveer 70 f/tCO₂ de Y-as kruist. (zie ook de toelichting bij Figuur 4.3).



Figuur 4.5 *Marginale kosten van emissiereductie in 2010 van alle eindverbruiksectoren en geselecteerde energieaanbod opties tegen twee verschillende achtergrondbeelden: met en zonder bestaand financieel beleid*

5. DOORKIJK NAAR 2020 BIJ CONTINUERING VAN BESTAAND BELEID

Teneinde meer inzicht te krijgen in de effecten van emissiehandel op termijn is het nuttig marginale kostencurven op te stellen voor het jaar 2020. Een geactualiseerd achtergrondbeeld voor 2020 in balans met de Pilot Referentieraming is momenteel echter niet voorhanden. Om toch iets over de doorwerking naar 2020 te zeggen is een ruw nieuw achtergrondbeeld voor 2020 opgesteld door de resultaten van de Pilot Referentieraming te extrapoleren. Dit leidt tot een lichte groei van het totaal energieverbruik en de CO₂-emissies. De totale Nederlandse CO₂-emissies in de geëxtrapoleerde Pilot Referentieraming bedragen 205 Mton in 2020¹³.

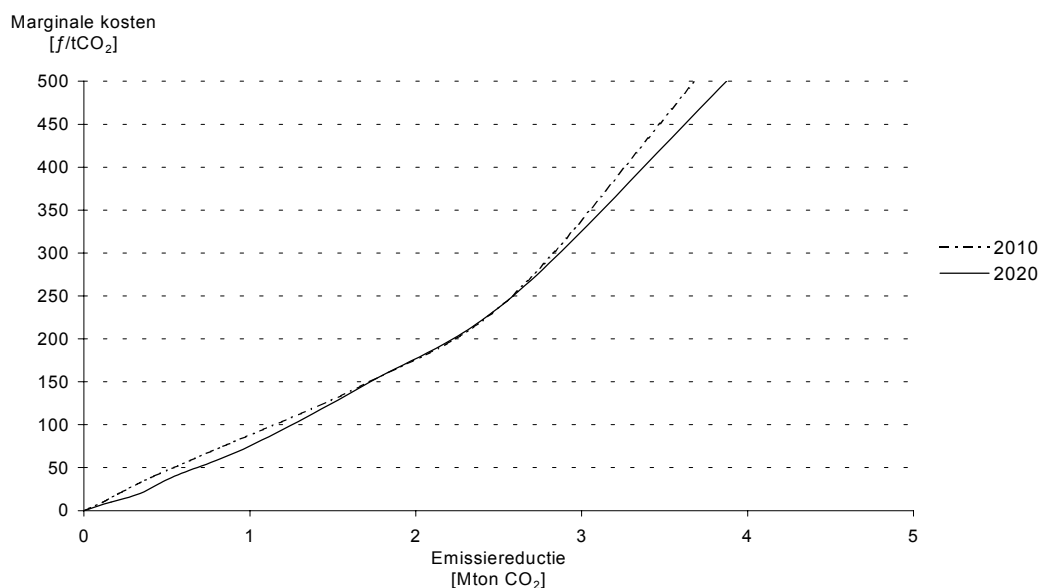


Figuur 5.1 *Marginale kosten van emissiereductie per eindverbruiksector in 2020, exclusief WKK. De kostencurven zijn opgesteld tegen een extrapolatie van het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming (met continuering van het bestaande beleid verondersteld)*

In vergelijking met de marginale kostencurven voor 2010 (Figuur 3.1) zijn de marginale kostencurven voor 2020 (Figuur 5.1) van industrie aanmerkelijk vlakker geworden. De kostencurven voor de andere sectoren zijn ook vlakker geworden maar in mindere mate. Het vlakker worden van de curve voor industrie houdt verband met de additionele CO₂-reductieopties in de industrie, zoals CO₂-afvang, verhoogde recycling en biomassa feedstocks. Het potentieel van deze opties is in 2020 aanzienlijk groter dan in 2010. Bij huishoudens en handel, diensten en overheid is minder potentieel voor dergelijke opties.

Figuur 5.2 laat de marginale kostencurven zien voor WKK voor 2010 en 2020. De curven vallen vrijwel boven op elkaar ondanks dat bij toenemende marginale kosten in 2010 meer WKK-vermogen gerealiseerd wordt dan bij dezelfde kosten in 2020. De emissiereductie valt in 2020 echter even groot uit als in 2010 doordat verondersteld is dat gescheiden opwekking in 2020 meer efficiënt is en WKK dan minder bespaard per eenheid vermogen dan in 2010.

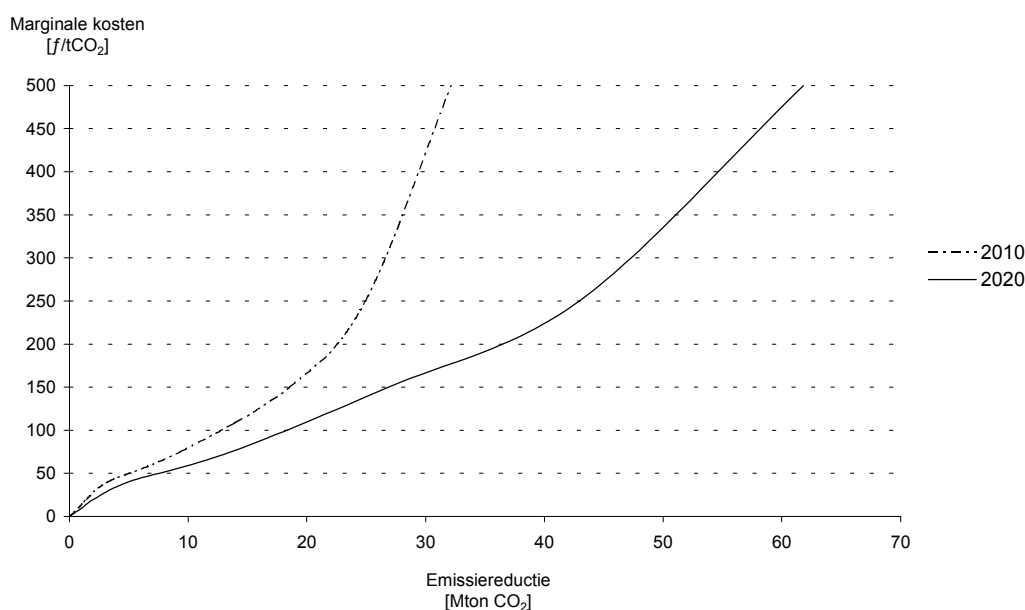
¹³ Onzekerheden nemen in de tijd toe. De bandbreedte in de CO₂-emissies in 2020 als gevolg van onzekerheid in economische groei, structureffecten, effectiviteit van beleid etc. wordt geschat op ±25 Mton.



Figuur 5.2 *Marginale kosten van emissiereductie bij WKK in 2010 en 2020 tegen achtergrondbeelden met continuering van bestaand financieel beleid*

In 2020 is het potentieel voor CO₂-emissievermindering groter dan in 2010. Dit blijkt ook uit de vlakkere marginale kostencurve voor 2020 (zie Figuur 5.3). Tegen marginale kosten van 500 f/tCO₂ zal de emissiereductie in 2020 het dubbele zijn van de emissiereductie in 2010 (62 Mton versus 32 Mton). Bij lagere marginale kosten is het verschil tussen 2010 en 2020 duidelijk minder groot. De grote verschillen bij hoge marginale kosten komen voor een belangrijk deel voort uit de additionele opties bij de industrie en bij energieaanbod (zoals CO₂-afvang).

Hier dient te worden opgemerkt dat de marginale kostencurve voor 2020 met grotere onzekerheden is omgeven dan de marginale kostencurve voor 2010. Op een termijn tot 2020 zijn er meer mogelijkheden voor innovaties, zeker bij de hoge kostenniveaus.



Figuur 5.3 *Marginale kosten van emissiereductie in 2010 en 2020 van alle eindverbruiksectoren en geselecteerde energieaanbodopties tezamen. De curven zijn opgesteld tegen een achtergrondbeeld met voortzetting van het bestaande beleid*

6. CONCLUSIES

Op verzoek van de Commissie CO₂-handel zijn kostencurven opgesteld voor de marginale kosten van CO₂-emissiereductie in 2010 en 2020. De marginale kostencurven per sector zijn geconstrueerd door modelsimulaties uit te voeren met toenemende CO₂-heffingen. In dit rapport zijn de resultaten gepresenteerd. Er worden hier geen uitspraken gedaan over andere aspecten die met invoering en mogelijke werking van emissiehandel samenhangen.

De analyse toont aan dat de gehanteerde uitgangspunten (achtergrondbeeld, voortzetting van vastgesteld energie- en klimaatbeleid, beschikbare technische en niet-technische opties voor emissievermindering) cruciaal zijn voor de vorm van de curven. Zo zijn de meeste sectorale marginale kostencurven vrij steil, doordat ze zijn opgesteld tegen de achtergrond van de Pilot Referentieraming, waarin recent vastgesteld beleid, zoals voortvloeiend uit de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid Deel I, is meegenomen. Dit betekent dat maar weinig extra emissiereductie (minder dan 10 Mton) kan worden gerealiseerd tegen lage kosten (<150 gld/ton CO₂). Als daarentegen verondersteld wordt dat een deel van het bestaand beleid zou worden afgeschaft, worden de kostencurven vlakker. Marginale kostencurven voor 2020 zijn doorgaans vlakker dan de curven voor 2010.

Afgezien van de sector verkeer lijken bij de niet-afgeschermden sectoren, zoals de energie-intensieve industrie, de meeste 'goedkopere' maatregelen beschikbaar. De afgeschermden sectoren, zoals huishoudens en diensten, hebben juist nogal steile marginale kostencurven. Dit wordt vooral veroorzaakt door het feit voor de afgeschermden sectoren, dat er momenteel al een uitgebreid beleidsinstrumentarium is ontwikkeld voor energiebesparing.

Het aanvullend effect van emissiehandel bij voortzetting van bestaand beleid lijkt in 2010 beperkt tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, die al leidt tot zodanig CO₂-emissies dat de binnenlandse reductiedoelstelling redelijk binnen bereik is. Bij deze veronderstellingen is voor de periode tot 2010 een efficiënte werking van een marktprijsgericht instrument als CO₂-handel twijfelachtig aangezien de CO₂-prijs dichtbij nul zal liggen.

Als een handelssysteem op termijn een gedeelte van het bestaande financieel beleid zou vervangen, ontstaat een nieuw achtergrondbeeld met hogere CO₂-emissies en andere marginale kostencurven. Deze marginale kostencurven bevinden zich aan de linkerzijde van de marginale kostencurven die voortzetting van beleid veronderstellen en ze zijn iets vlakker. Als dan de CO₂-emissies op het niveau zouden komen van de Pilot Referentieraming inclusief financieel beleid en de marginale kosten in alle sectoren gelijk zouden zijn, zou de CO₂-prijs circa 70 f/tCO₂ bedragen. De emissieniveaus per sector zullen dan verschillen met de Pilot Referentieraming. De emissies in de industrie en verkeer zullen lager zijn en de emissies bij huishoudens juist hoger.

Aanbevolen wordt aanvullende analyses te doen, waarbij de gepresenteerde marginale kostencurven worden gebruikt om de consequenties van mogelijke varianten van emissiehandelssystemen te onderzoeken. Daarbij zou ook de gedeeltelijk afschaffing of ombouw van bestaande instrumenten en de interactie met een emissiehandelssysteem kunnen worden meegenomen.

REFERENTIES

- Beeldman et al (1998): *Optiedocument voor emissiereductie van broeikasgassen Inventarisatie in het kader van de uitvoeringsnota klimaatbeleid*. ECN, 1998.
- ECN (1998): *Nationale energieverkenningen 1995-2020*. ECN, 1998.
- Groot, H.L.F. de, E.T. Verhoef en P. Nijkamp (1999): *Energiebesparing in het bedrijfsleven: besluitvorming, barrières en beleidseffectiviteit*. Paper, Amsterdam.
- Ministerie van Economische Zaken (1999): *Milieu in de markt - emissiehandel als beleidsinstrument*. Projectgroep Verhandelbare emissierechten en -reducties, November 1999.
- Ministerie van VROM (1999): *Uitvoeringsnota Klimaatbeleid Deel 1: Binnenlandse maatregelen*.
- SER (2000): *Emissiehandel in klimaatbeleid*. Vervolgadvies inzake de Uitvoeringsnota klimaatbeleid, Deel 1: Binnenlandse maatregelen, ISBN 90-6587-746-0, mei 2000.
- VROM (1998): *Kosten en baten in het milieubeleid, definities en berekeningsmethoden*. Nr. 1998/6, Publicatierreeks milieustrategie, Den Haag.
- Ybema et al (2001): *Pilot Referentieraming energie en CO₂*. (Conceptversie), maart 2001.

BIJLAGEN: FACTSHEETS MARGINALE CO₂-REDUCTIEKOSTEN PER SECTOR

In onderstaande factsheets zijn de resultaten van de doorrekening van een CO₂-heffing op energieverbruik en CO₂-emissies toegelicht voor een aantal sectoren. De factsheets volgen steeds een gelijkende volgorde. Allereerst wordt een korte beschrijving gegeven van de betreffende sector. Vervolgens wordt ingegaan op het huidige beleid, de verwachte ontwikkeling van de energievraag en de verwachte verandering in de energievraag als gevolg van de CO₂-heffing. Tot slot wordt een toelichting gegeven op de kostencurven.

Voor het bepalen van het effect van een CO₂-heffing op energie zijn twee varianten doorgerekend:

1. een CO₂-heffing boven op het huidige energiebesparingsbeleid,
2. een CO₂-heffing zonder inzet van het huidige financiële instrumentarium, dat wil zeggen zonder REB, brandstofheffing en subsidies op energiebesparende voorzieningen (via de EPR).

OVERZICHT FACTSHEETS

A. SECTOR HUISHOUDENS	34
B. SECTOREN HANDEL, DIENSTEN EN OVERHEID (HDO)	37
C. SECTOR INDUSTRIE	40
D. SECTOREN LANDBOUW EN GLASTUINBOUW	44
E. SECTOR VERKEER	48
F. ELEKTRICITEITSSECTOR: WIND- EN ZONNE-ENERGIE	52
G. ELEKTRICITEITSSECTOR: BIOMASSA	56
H. WARMTEKRACHTKOPPELING	59
I. MARGINALE KOSTEN EN GEDRAG VAN ACTOREN	63

A. SECTOR HUISHOUDENS

A.1. Beschrijving sector

Het aardgasverbruik¹⁴ in de sector huishoudens in de periode 1980-2000 is relatief constant en bedraagt ongeveer 380 PJ per jaar. Aardgas wordt met name ingezet voor verwarming van de woning en de bereiding van warm tapwater. De stijging van het aardgasverbruik door een toename van het aantal woningen wordt in deze periode gecompenseerd door de toename van de gemiddelde isolatiegraad van de woning door na-isolatie van bestaande woningen, nieuwbouw van goed geïsoleerde woningen en de verbetering van de efficiëntie van CV-ketels. Het elektriciteitsverbruik daarentegen neemt in dezelfde periode fors toe van 54 PJ_e in 1980 tot circa 80 PJ_e in 2000. Deze toename is met name toe te schrijven aan de stijging van het gemiddelde aantal huishoudelijke apparaten per huishouden, zoals bijvoorbeeld vaatwasser en wasdroger. Ook de afname van de gemiddelde huishoudgrootte speelt een rol. Het oliegebruik neemt in de periode 1980-2000 sterk af circa 50 PJ in 1980 tot minder dan 5 PJ in 2000. Het warmteverbruik voor collectieve systemen¹⁵ bedraagt circa 8 PJ in 2000. De totale CO₂-emissie in 1999 voor de sector huishoudens bedraagt circa 36 Mton, waarvan 21,5 Mton is toe te schrijven aan het verbruik van aardgas en 14 Mton aan het verbruik van elektriciteit.

A.2. Relevant beleid

Met betrekking tot het huidige energiebesparingsbeleid kan een onderscheid worden gemaakt naar de volgende instrumenten

- *Energie Prestatie Norm (EPN)* voor nieuwbouwwoningen. Door middel van de EPN worden minimum eisen gesteld aan het energieverbruik voor ruimteverwarming, de bereiding van warm tapwater, ventilatie en verlichting.
- *Energie Prestatie Advies (EPA)* voor de bestaande woningvoorraad.
- *Energie Premie Regeling (EPR)*. Door middel van de EPR kan (onder voorwaarden) subsidie worden verkregen voor onder meer woningisolatie (muur-, dak-, vloer-, en glasisolatie), zeer efficiënte verwarmingsketels, zonneboilers en pv-systemen. Tevens is deze regeling van toepassing voor efficiënte witgoedapparaten, zoals koel- en vriesapparatuur, wasmachines, vaatwassers en wasdrogers, evenals voor bijvoorbeeld LCD-computerbeeldschermen. De EPR wordt gefinancierd vanuit de REB-heffing.
- *Regulerende Energiebelasting (REB)*. De REB is een heffing op het gebruik van energiedragers, waaronder aardgas en elektriciteit. Deze heffing beoogt budgetneutraal te zijn en wordt teruggesluisd via de EPR en de inkomensbelasting.

A.3. Belangrijke ontwikkelingen binnen de sector

De ontwikkeling van de energievraag wordt bepaald door een aantal factoren, zoals het aantal woningen en het aantal huishoudens, apparaatbezit en -gebruik en het ingezette energiebesparingsbeleid. Het aantal huishoudens neemt naar verwachting met circa 0,7% per jaar toe van 6,9 miljoen in 2000 tot circa 7,9 miljoen in 2020. Dit betekent dat er tot 2020 ruim 1 miljoen nieuwe woningen gebouwd dienen te worden om aan de woningbehoefte te kunnen voldoen. Op basis van recente modelberekeningen wordt uitgegaan van een daling van de totale aardgasvraag van 380 PJ in 2000 tot circa 365 PJ in 2010 en 355 PJ in 2020. Het elektriciteitsverbruik daarentegen neemt volgens de prognoses behoorlijk toe van 80 PJ_e in 2000 tot 95 PJ_e in 2010 en een

¹⁴ Temperatuurgecorrigeerd.

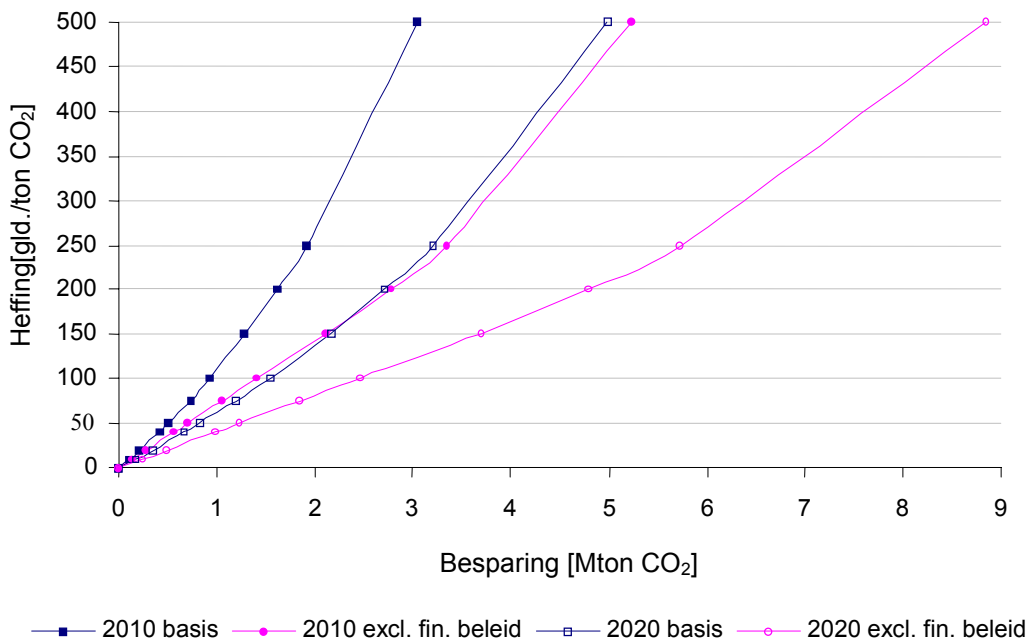
¹⁵ Stadsverwarming en blokverwarming.

kleine 130 PJ_e in 2020. De totale CO₂-emissie in 2010 en 2020 in het referentiepad bedraagt circa 34 Mton in 2010 en 35 Mton in 2020.

A.4. Kostencurve

De kostencurve is bepaald voor een CO₂-prijsrange van 0-500 gulden per ton CO₂. Een prijs van 500 gulden per ton CO₂ komt neer op een stijging van de aardgasprijs met 88,8 cent/m³ en een stijging van de elektriciteitsprijs met 23,4 cent/kWh in 2010 en 19,8 cent/kWh in 2020¹⁶. In Figuur A.1 is het effect van de prijs voor de CO₂-emissie weergegeven voor de zichtjaren 2010 en 2020. Voor zowel de variant gebaseerd op het huidige beleid ('basis') alsmede de variant exclusief het huidige financiële beleid geldt dat de CO₂-reductie relatief gezien afneemt bij een toenemende prijs. Dit kan verklaard worden doordat eerst de meest kosteneffectieve opties worden benut en bij een toenemende prijs ook minder rendabele investeringen worden getroffen. Tevens geldt dat de besparing hoger is in 2020 dan in 2010, omdat er een langer periode beschikbaar is waarin de (vervangings-) investeringen kunnen worden getroffen.

Een prijs van 100 gulden per ton CO₂ leidt tot een daling van het aardgasverbruik met 12 PJ in 2010 en 19 PJ in 2020 en tot een afname van het elektriciteitsverbruik met 1,8 PJ_e in 2010 en 3,9 PJ_e in 2020. Bij een prijs van 500 gulden per ton daalt het verbruik met 38 PJ in 2010 en 67 PJ in 2020 en het elektriciteitsverbruik met 6,6 PJ_e in 2010 en 10 PJ_e in 2020. De totale CO₂-emissies¹⁷ dalen met respectievelijk 0,9 Mton in 2010 en 1,5 Mton in 2020 bij een prijs van 100 gulden per ton CO₂ en met 3,0 Mton in 2010 en 5,0 Mton in 2020 bij een prijs van 500 gulden per ton CO₂. Het aandeel van aardgas in de totale CO₂-reductie neemt af naarmate de prijs hoger wordt. Bij een prijs van 10 gulden per ton CO₂ is 75% van de emissiereductie toe te schrijven aan besparing op het aardgasverbruik en 23% aan besparing op het elektriciteitsverbruik. Bij een prijs van 500 gulden per ton is het aandeel van aardgas in de totale reductie afgenomen tot 70% terwijl het aandeel van elektriciteit in de totale reductie is toegenomen tot 28%.



Figuur A.1 Emissiereductie bij toenemende prijs [gld/ton CO₂]

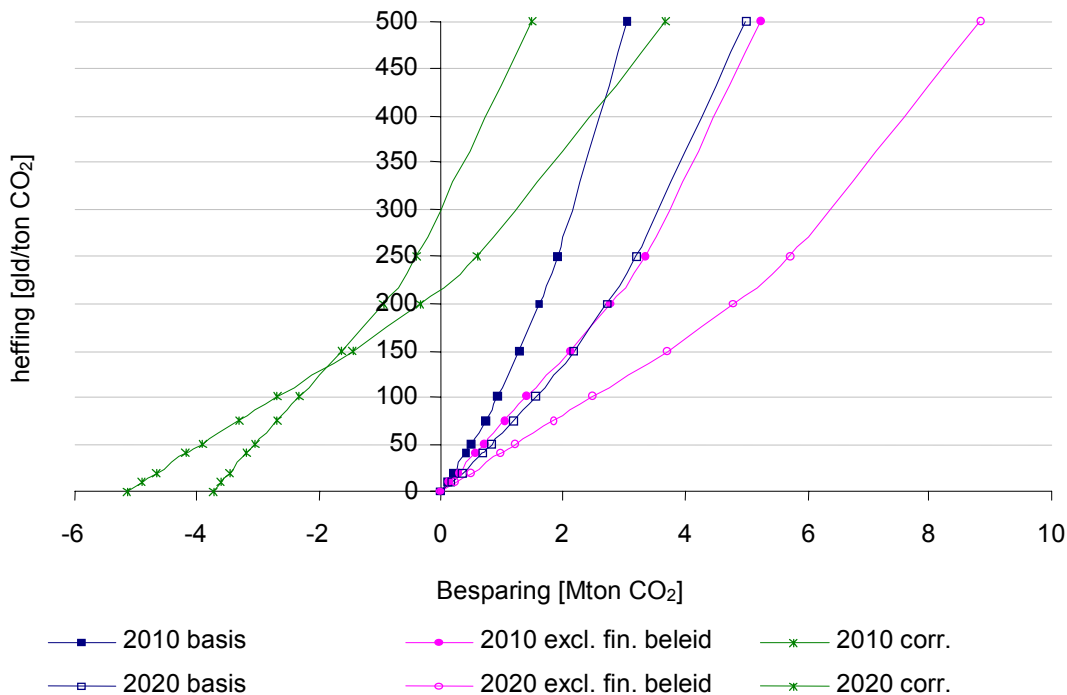
¹⁶ Exclusief BTW.

¹⁷ Berekend over het totale finale verbruik, d.w.z. aardgas, elektriciteit, olie en warmte.

A.5. Overige aspecten

In de variant met CO₂-prijs exclusief het huidige financiële energiebesparingsinstrumentarium is de mutatie in het energieverbruik groter bij een bepaalde prijs dan in de basisvariant. Dit is toe te schrijven aan het groter resterende potentieel aan energiebesparingsmaatregelen. Door het wegvallen van deze financiële instrumenten (EPR, REB e.d.) neemt het energieverbruik toe in vergelijking tot het basisscenario (ofwel, er wordt minder geïnvesteerd in energiebesparingsmaatregelen). Bij een prijs van 0 gulden per ton CO₂ bedraagt deze stijging 24 PJ aardgas in 2010 en 43 PJ in 2020 en voor elektriciteit 18 PJ_e in 2010 en 24 PJ_e in 2020. Door het wegvallen van deze prikkels neemt de CO₂-emissie toe met 3,7 Mton in 2010 en 5,1 Mton in 2020. Dit betekent dat pas bij een bepaalde prijs het nul-niveau van het energieverbruik van de basisvariant wordt behaald. Indien voor het ontsparende effect van het niet continueren van het huidige financiële instrumentarium wordt gecorrigeerd, dan schuift de kostencurve ‘excl. fin. beleid’ op naar boven, zie Figuur A.2.

Af te lezen valt dat bij een prijs van circa 300 gulden per ton CO₂ in 2010 en circa 220 gulden per ton CO₂ in 2020 de CO₂-emissie gelijk is aan de (absolute) emissie in het referentiepads¹⁸. Wanneer gekeken wordt naar het effect van het weglaten van het financiële instrumentarium voor de afzonderlijke energiedragers dan blijkt dat voor aardgas de CO₂-emissie gelijk is aan de emissie in het referentiepads bij een prijs van respectievelijk circa 180 gulden per ton CO₂ in 2010 en circa 150 gulden per ton CO₂ in 2020. Voor het elektriciteitsverbruik geldt dat in 2010 zelfs met een prijs van 500 gulden per ton CO₂ niet gecompenseerd kan worden voor de ontsparende effecten door het beëindigen van de financiële instrumenten. Voor 2020 bedraagt het niveau van de prijs om uit te komen op het niveau van het referentiepads circa 400 gulden per ton CO₂.



Figuur A.2 *Emissiereductie [Mton CO₂] bij toenemende prijs [gld/ton CO₂], inclusief correctie voor het ontsparende effect door het niet meenemen van het huidige financiële instrumentarium*

¹⁸ Het referentiepads is gelijk aan ‘basis’ met een heffing van 0 gulden per ton CO₂.

B. SECTOREN HANDEL, DIENSTEN EN OVERHEID (HDO)

B.1. Beschrijving sectoren

Het grootste deel van het energiegebruik in de sector handel, diensten en overheid (HDO of utiliteit) is toe te schrijven aan ruimteverwarming en warm water (gas) en aan elektrische apparaten en verlichting. De HDO-sectoren zijn ruwweg onder te verdelen in de sectoren handel en horeca, zakelijke dienstverdeling en non-profit. Onder handel en horeca vallen de groot- en detailhandel (winkels, supermarkten, handel in auto's) en de verschillende horecabedrijven. Zakelijke dienstverlening omvat verder het bank- en verzekeringswezen en de overige commerciële diensten. Non-profit tenslotte omvat de overheid, het onderwijs, de gezondheidszorg en de overige niet-commerciële diensten. Voor de afzonderlijke subsectoren zijn eerst afzonderlijke curven gemaakt en deze zijn vervolgens geaggregeerd.

B.2. Relevant beleid

Voor de periode 1995-2020 is binnen de HDO-sectoren uitgegaan van het beleid zoals dat op dit moment vaststaat. Dit omvat de volgende elementen:

- een aangescherpte energieprestatie norm (EPN) voor nieuwbouw voor 2000, maar zonder verdere aanscherping in de toekomst. Door middel van de EPN worden minimum eisen gesteld aan het energieverbruik voor ruimteverwarming, de bereiding van warm tapwater, ventilatie en verlichting,
- de energie-investeringsaftrek (EIA) en de VAMIL, vertaald in een investeringssubsidie van 15% op de meerinvestering,
- het energieprestatie advies (EPA) voor bestaande bouw vanaf 2000,
- Regulerende Energiebelasting (REB). De REB is een prijs op het gebruik van energiedragers, waaronder aardgas en elektriciteit.

Verder lopen er binnen de HDO-sectoren meerjarenafspraken (MJA's) met (delen van) verschillende subsectoren, zoals de zorg, de universiteiten, het hoger beroepsonderwijs, de banken, de verzekeraars en de supermarkten. In de MJA's worden afspraken vastgelegd over de verbetering van de energie-efficiency die gedurende de looptijd van de MJA behaald moet worden.

B.3. Belangrijke ontwikkelingen binnen de sectoren

In de periode 1995-1999 is in de HDO-sectoren een stijging van het elektriciteitsverbruik zichtbaar. Een verklaring hiervoor kan worden gevonden in de groei van IT-toepassingen in kantoren (de elektrificatietrend) en in de toenemende klimatisering van gebouwen. Deze ontwikkeling zal zich na 1999 waarschijnlijk doorzetten met de groei van de ICT-sector.

De afnemende groei van het aardgasverbruik die de laatste jaren heeft plaatsgevonden kan verklaard worden door een aantal factoren. De toename van het aantal elektrische apparaten (met name ICT-toepassingen) geeft steeds meer restwarmte die bijdraagt aan ruimteverwarming. Daarnaast zorgt de toenemende aandacht voor de energieprestatie van gebouwen voor steeds betere isolatie van nieuwbouw. Voor de toekomst wordt verwacht dat het verloop van het aardgasverbruik in handel, diensten en overheid zelfs iets afneemt. Deze naar beneden gaande projectie is een optelsom van meerdere oorzaken. Allereerst zal de trend van meer elektrische apparaten en efficiëntere gebouwen doorzetten. De nieuwe tariefstructuren hebben ook een tweeledig effect. Door de hoge gasprijzen zijn allerlei besparingmaatregelen die de warmtevraag beperken aantrekkelijker; bovendien wordt elektrische opwekking van warmte aantrekkelijker ten op-

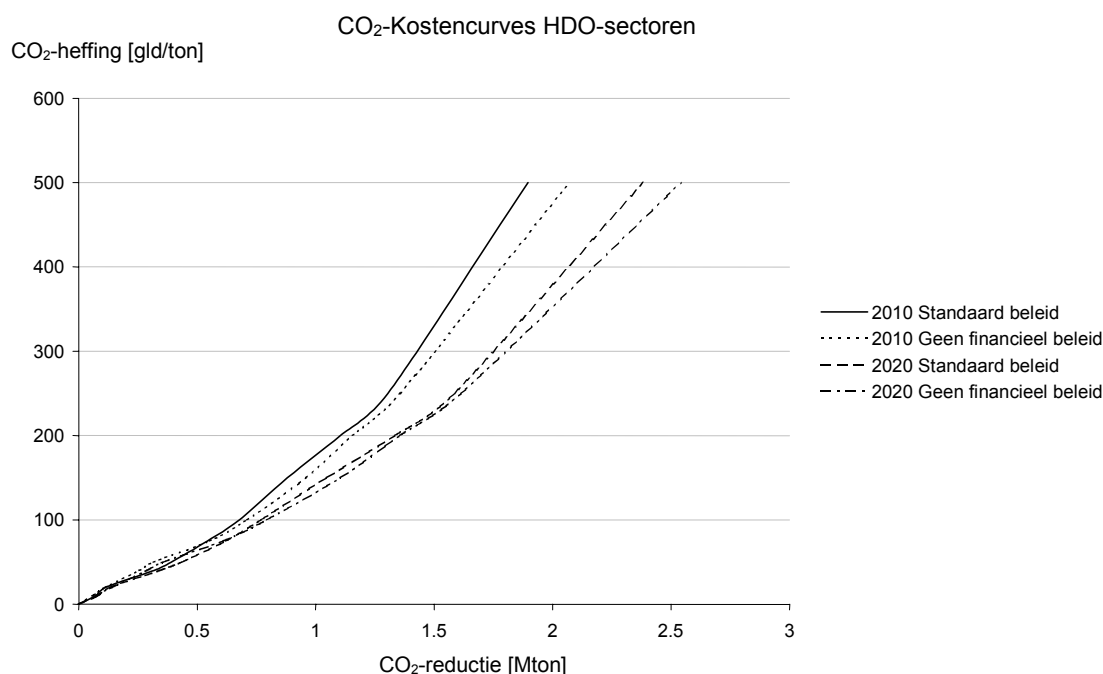
zichte van gasgestookte apparaten. Dit resulteert in een hogere besparing bij ruimteverwarming, warm tapwater en koken, en een hogere penetratie van de elektrische warmtepomp. Het geïntensiverde beleid draagt ook bij aan de lichte afname, met name via de EPN en in mindere mate de EPA.

Wanneer de verwachte ontwikkelingen in de gasvraag en de elektriciteitsvraag naast elkaar worden gelegd, valt op dat deze steeds meer naar elkaar toe groeien. Dit duidt erop dat er een functievoerschuiving gaande is. De warmtevraag van gebouwen wordt steeds kleiner door toenemende isolatie en de elektriciteitsvraag wordt groter door de elektrificatietrend. Door de elektrificatietrend neemt bovendien de in gebouwen vrijkomende restwarmte toe waardoor de warmtevraag nog kleiner wordt en er in veel gevallen zelfs een koelvraag ontstaat. Hieraan wordt in het algemeen voldaan door toenemende klimatisering die de elektriciteitsvraag verder doet stijgen. In de toekomst is het zeker niet ondenkbaar dat gebouwen enkel nog een koudevraag zullen hebben waardoor aansluiting op het gasnet overbodig wordt.

B.4. Kostencurven

Er is gerekend voor de jaren 2010 en 2020. De kostencurve is bepaald voor een prijs van 0-500 gulden per ton CO₂. Een prijs van 500 gulden per ton CO₂ komt neer op een stijging van de aardgasprijs met 88,8 cent/m³ en een stijging van de elektriciteitsprijs met 23,4 cent/kWh in 2010 en 19,8 cent/kWh in 2020¹⁹.

De resultaten staan weergegeven in Figuur B.1. Voor zowel de variant gebaseerd op het standaard beleid alsmede de variant zonder financieel beleid geldt dat de CO₂-reductie relatief gezien afneemt bij een toenemende prijs. Deze afnemende meeropbrengst kan verklaard worden doordat eerst de meest kosteneffectieve opties worden benut en bij een toenemende prijs ook minder rendabele investeringen worden getroffen. Verder valt op dat de besparing hoger is in 2020 dan in 2010. Dit komt omdat er in een langere periode meer gebouwen en technieken beschikbaar komen voor vervanging en er dan dus meer investeringen kunnen worden getroffen.

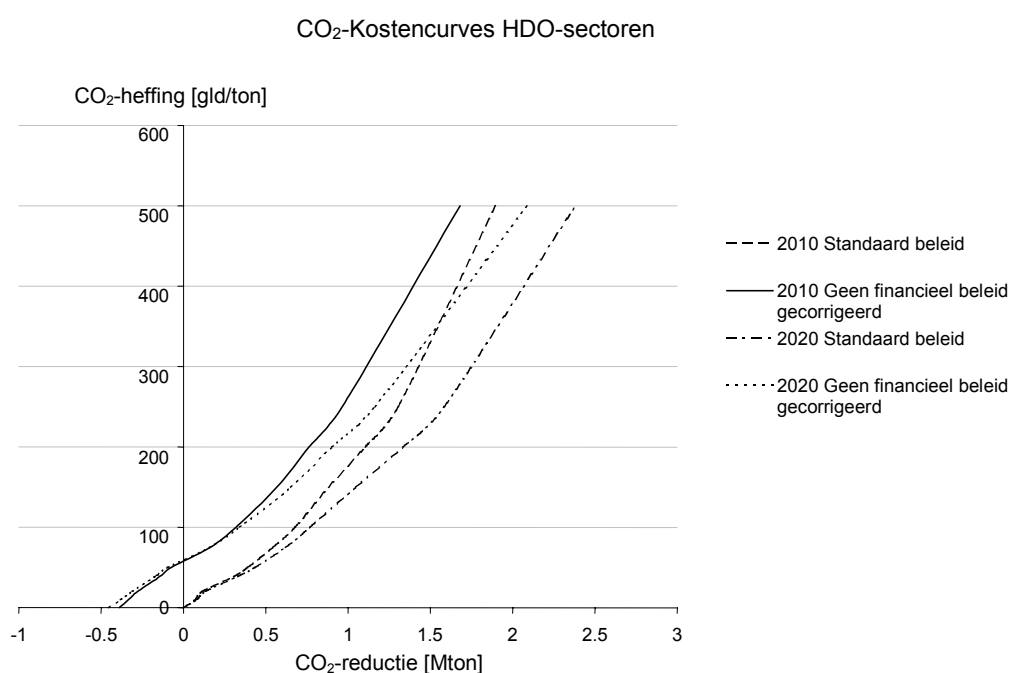


Figuur B.1 *CO₂-emissiereductie in de HDO-sectoren bij toenemende prijs [gld/ton CO₂] in situaties met standaard beleid en zonder financieel beleid, voor de jaren 2010 en 2020*

¹⁹ Exclusief BTW.

B.5. Overige aspecten

De variant zonder financieel beleid lijkt meer CO₂-reductie op te leveren dan de standaard variant. Hieruit kan worden geconcludeerd dat het financiële beleid op zichzelf al voor een flink deel van de mogelijke reductie zorgt. Hierbij moet worden aangetekend dat het energieverbruik zonder een prijs voor CO₂ (de oorsprong van de curve) voor de situatie met standaard beleid lager is dan voor de situatie zonder financieel beleid. Er is in de situatie met standaard beleid aan het begin dus al een 'voorsprong' ten aanzien van de gerealiseerde reductie. Dit is niet af te lezen uit de kostencurve zoals gepresenteerd in Figuur B.1. In Figuur B.2 is er gecorrigeerd voor het 'ontsparende' effect van het niet meenemen van het financiële beleid. Bij een prijs vergt van ongeveer 60 gulden per ton is de situatie zonder financieel beleid op het niveau van de standaard situatie zonder CO₂-prijs. Wat verder opvalt is dat er zowel voor 2010 als voor 2020 in de situatie met standaard beleid uiteindelijk meer reductie behaald kan worden. Dit komt doordat de sectoren hogere emissies hebben in de situatie zonder CO₂-prijs.



Figuur B.2 *CO₂-emissiereductie in de HDO-sectoren bij toenemende prijs [gld/ton CO₂] voor de jaren 2010 en 2020, in situaties met standaard beleid en zonder financieel beleid, gecorrigeerd voor het 'ontsparende' effect van het weglaten van het financiële beleid*

C. SECTOR INDUSTRIE

C.1. Beschrijving sector

De industrie is verreweg de grootste sector qua energiegebruik. Specifieke energie-intensieve sectoren worden in de desbetreffende paragrafen behandeld.

C.2. Relevant beleid

Op industriële vestigingen is uitgebreide regelgeving van toepassing in het kader van de milieuvergunningen. Energie-efficiency is daar een onderdeel van. Dat houdt in dat de vergunningverlener (gemeente of provincie) energie-efficiencymaatregelen kan voorschrijven op basis van wat redelijkerwijs mogelijk is (best practise). Grotere energieverbruikers wordt geacht daaraan te voldoen indien ze een convenant naleven (MJA, Benchmarking). Verder zijn er fiscale stimuleringsmaatregelen voor energiebesparende investeringen, te weten de EIA en de VAMIL. Dit betreft zowel specifiek in een lijst omschreven investeringen alsook samengestelde energiebesparingsprojecten. Ook is er voor specifieke projecten die direct of indirect CO₂ reduceren subsidie mogelijk in het kader van het CO₂-reductieplan. De industrie betaalt in beperkte mate heffingen: REB en BSB. Bedrijven kunnen voorts in aanmerking komen voor subsidie voor ontwikkeling en demonstratie van nieuwe energiebesparingsmogelijkheden. Het midden- en kleinbedrijf kent extra stimuleringsmaatregelen en adviezen voor energiebesparende maatregelen. Voor bedrijfsgebouwen met verblijfsfunctie gelden bouwvoorschriften betreffende energiebesparing.

Benchmarking

De energie-intensieve industrie is op grote schaal bezig met benchmarking van energie-efficiency. De meeste grotere (>0,5 PJ) bedrijven zijn toegetreden tot het convenant. Gegevens met betrekking tot de na te streven efficiency in de peiljaren zijn niet bekend. Ook de te hantieren methode voor specifieke processen is niet bekend. Warmtekrachtkoppeling vormt een belangrijk element in deze benchmarking, mede door de toerekeningsmethode van besparing²⁰.

MJA-2

In het kader van de tweede ronde Meerjarenaafspraken energie-efficiency zijn verbredingsthema's geïntroduceerd waaronder duurzame energie en energiezuinig productontwerp. Verbredingsthema's in de MJA-2 spelen nog geen rol van betekenis voor de energie-intensieve industrie voor de periode tot 2010.

C.3. Belangrijke ontwikkelingen binnen de industriesector

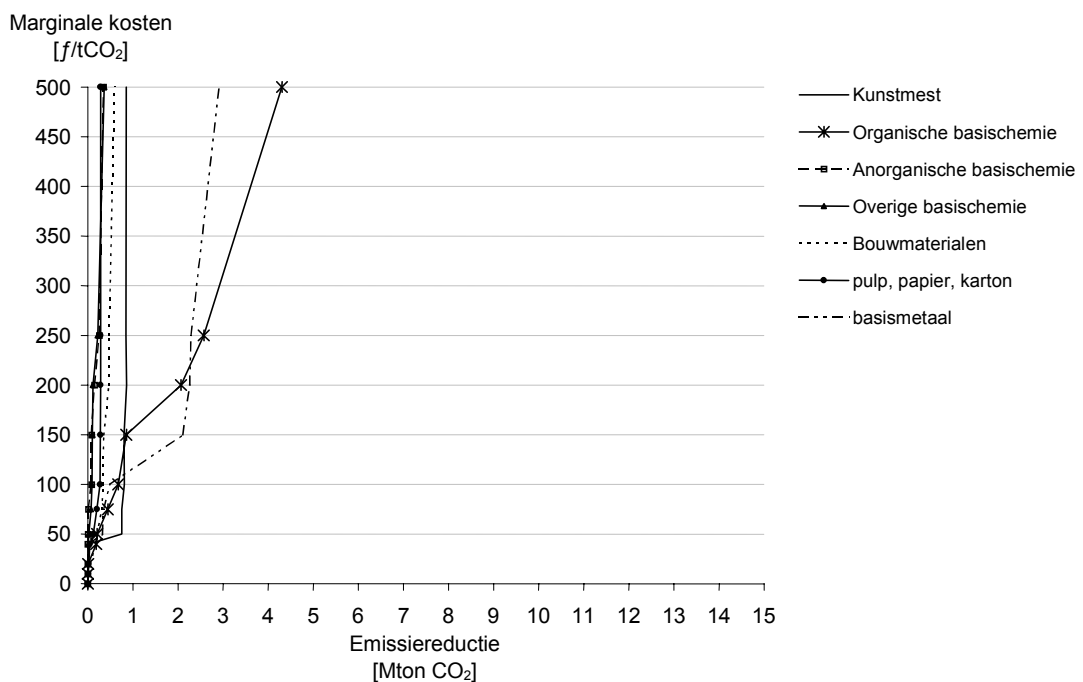
De industrie vertoonde in het verleden per saldo geen daling van het energieverbruik. Er treedt wel een ontkoppeling op tussen toegevoegde waarde en energie. De toegevoegde waarde van de industrie groeide met gemiddeld 2% over de laatste tien jaar. Binnen de sectoren groeide de fysieke productie volgens de MJA-monitoring tot 1999 harder dan de toegevoegde waarde. Voor

²⁰ Recent is een overeenkomst bereikt tussen de elektriciteitsproductiesector en de industrie met betrekking tot WKK in gezamenlijk beheer (joint ventures). Daarin is besloten dat beide sectoren de besparing van WKK mogen toerekenen aan de eigen activiteit. De toerekening aan de industrie is beschreven door Novem (Novem 1999). Voor derden geproduceerde elektriciteit wordt daarbij niet als een product gezien maar als negatief energieverbruik dat gesaldeerd wordt met ingekochte energiedragers. Essentieel voor het behalen van de benchmark lijkt daarmee niet zozeer de efficiency van het proces, maar de te hanteren veronderstellingen over de toepassing van WKK bij de buitenlandse industrie.

de toekomstverkenningen wordt naast economische groei een minder grote fysieke ontwikkeling verondersteld. Het achterblijven van de fysieke groei bij de economische groei in een sector wordt dematerialisatie genoemd. Voor de industrie als totaal wordt dematerialisatie mede bepaald door groeiverschillen tussen energie-intensieve en energie-extensieve sectoren. Verbetering van de energie-efficiency van productieprocessen heeft bijgedragen aan het minder energie-intensief worden van de economie. Naar verwachting zal dit ook in de toekomst het geval zijn. Mede onder invloed van energiebesparingsbeleid ligt de jaarlijkse verbetering van de energie-efficiency in de industrie gemiddeld tussen 1 en 2%. De koolstofintensiteit van het energieverbruik in de industrie blijft ongeveer op hetzelfde peil. De elektriciteitsvoorziening wordt minder koolstofintensief, maar koolstof uit het non-energetisch verbruik krijgt relatief een steeds groter aandeel.

C.4. Kostencurven

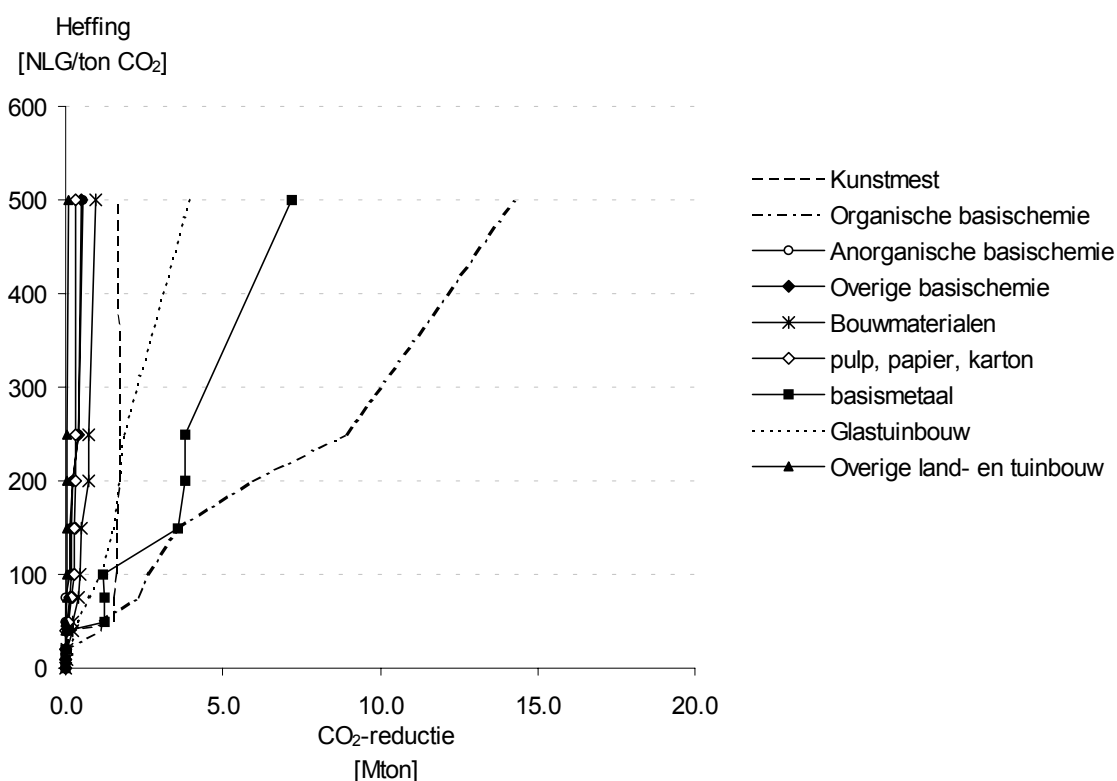
De kostencurven zijn gebaseerd op berekeningen met het actuele SAVE-model voor de referentieraming. De berekende reducties onder invloed van toenemende CO₂-prijs komt overeen met die van de Pilot Referentieraming. De curven in een situatie waarin geen financieel beleid aanwezig wordt verondersteld wijken weinig af van de curven uitgaande van bestaand beleid. Voor de relevante sectoren zijn er geen heffingen op het marginale energieverbruik. Investeringsubsidies hebben een beperkt effect. Figuur C.1 toont dat de curven voor de organische chemie en de basismetaal het meest vlak zijn. In deze sectoren zijn dus de grootste mogelijkheden voor emissiereductie beschikbaar. De kunstmestindustrie is de derde sector qua potentieel van emissiereductie.



Figuur C.1 *Marginale kosten van emissiereductie voor de belangrijkste industriële sectoren in 2010, exclusief WKK. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft*

Voor de situatie zonder financieel beleid veranderen de marginale kostencurven in zeer beperkte mate, daarom zijn deze marginale kostencurven niet gepresenteerd.

Voor 2020 ontstaat een vergelijkbaar beeld. De curven zijn wel een stuk vlakker. Er is dus meer emissiereductie mogelijk tegen lagere kosten.



Figuur C.2 *Marginale kosten van emissiereductie voor de belangrijkste industriesectoren in 2020, exclusief WKK. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft*

C.5. Additionele reductiemogelijkheden

De belangrijkste besparingsopties zijn opgenomen in de aan het SAVE-model ontleende curven. Met name voor hoge marginale emissiekosten (>50 gld per ton) zijn niet alle denkbare energiebesparende of CO₂-reducerende opties in het SAVE-model opgenomen. Naast energiebesparingsopties zijn er een aantal belangrijke opties voor CO₂-reductie in de industrie toegevoegd. Het betreft met name verdergaande restwarmtebenutting, biomassa en CO₂-afvang en verwijdering.

- Vergaande restwarmtebenutting is weliswaar een energiebesparingsoptie, maar heeft een generiek karakter omdat de toepassing van de restwarmte elders plaatsvindt. Verondersteld wordt dat er met name in de chemie en staalsector nog restwarmtemogelijkheden zijn tot ca 30 PJ, in tranches van 100, 200 en 400 NLG/ton.
- CO₂-afvang en verwijdering is mogelijk bij grotere vuurhaarden en bij stromen met een relatief hoog CO₂-gehalte. Bij zuivere CO₂ zijn de kosten ca 50 NLG per ton, bij de overige gevallen ca 200 NLG per ton.
- Biomassa voor ondervuring wordt verondersteld in de pulp- en papierindustrie en in de cementindustrie. Dit vindt ook nu al in zeer beperkte mate plaats, en kan aanzienlijk toenemen bij een CO₂-prijs tussen 40 en 100 NLG/ton.
- Biomassa voor non-energetische toepassing is verondersteld in de organische chemie en in hoogovens, bij prijzen vanaf 250 NLG/ton CO₂. Dit kan vooral op langere termijn een grote invloed hebben, verondersteld wordt dat eenderde van de capaciteit in 2020 kan zijn omgeschakeld. Het betreft houtskool als reductie middel in hoogovens en hout als grondstof voor etheenproductie. In de organische chemie zijn op termijn diverse procesroutes mogelijk (ECN1999b).

- Ook recycling kan nog worden verhoogd bij CO₂-prijzen tussen 40 en 150 NLG/ton. Het betreft kunststoffen, staal en aluminium.
- Productefficiency, additionele dematerialisatie, energiezuinig productontwerp e.d. wordt niet in de reductiecurven betrokken aangezien het betrekking heeft op elders veroorzaakte emissies. Niettemin wordt bij diverse sectoren het belang van deze opties aangegeven.
- Ook opties in de aanbodsfeer die bij de sectoren gerealiseerd kunnen worden, zijn niet opgenomen bij de vraagsectoren. Er zijn mogelijkheden voor aanvullende WKK en specifieke vormen van WKK zoals directe ondervuring via gasturbines, WKK op biomassa.

C.6. Literatuur

ECN (1998): *Nationale Energieverkenning 1998*.

SRI Consulting (2001): *Cycles Trade Flows and Competition in the 21st Century*. Houston.

HP (2001): *North American Petrochemicals, report presented at the 24th NPRA Conference*. March 1999, cit. in Hydrocarbon Processing, februari 2001.

CPB (2001): *CEP-op-maat*. Chemische industrie 2000-2002, CPB Memorandum april 2001.

APME (2001): Website. O.a. Sofres Consulting 1999, TNO 2000.

Akzo (2001): *Akzo Nobel jaarverslag 2000*.

NEEDIS (1994/1995): *NEEDIS sectorstudies Kunstmestindustrie*. Oktober 1994, Anorganische chemie, oktober 1994, Organische chemie. December 1995, Petten.

O. van Hilten et al (1994): *Energie-aanbod en CO₂-reductie in 2010/2015*. ECN-C--94-023, April 1994.

Gielen et al. (1996): *The Petrochemical industry and its energy use*. ECN-C--96-029, Petten 1996.

Gerlagh, T., A.W.N. van Dril (1999a): *The fertiliser industry and its energy use*. ECN-C--99-045, Petten, 1999.

CBS (1999): *Nationale Energiehuishouding, 1999 en voorgaande jaren*. CBS, Voorburg.

Novem (1999): *Handboek monitoring energie-efficiency direct energieverbruik in meerjarenafspraken*.

Dril, A.W.N. van, J.J. Battjes, F.A.M. Rijkers, A. de Raad (1999c): *Toekomst Warmtekrachtkoppeling, verkenning van de economische aantrekkelijkheid in een geliberaliseerde energiemarkt*. ECN-C--99-086, Petten, oktober 1999.

Shell (2001): *Worldwide construction update, Gas-to-liquids projects, petrochemical projects*. Oil and Gas Journal 16 april 2001, www.ogjonline.com.

Groenendaal, B.J., D.J. Gielen (1999b): *The future of the petrochemical industry, A Market-Matter analysis*. ECN-C--99-052, september 1999.

LEI (1999): *Liberalisering Aardgasmarkt*. LEI 1999.

ECN/RIVM Optiedocument.

ECN: *Extra energiebesparing nader onderzocht*.

ECN/RIVM Referentieraming 2001-2010, nog te publiceren 2001.

D. SECTOREN LANDBOUW EN GLASTUINBOUW

Voor wat betreft de landbouwsector wordt uit energieoogpunt onderscheid gemaakt tussen de glastuinbouw en de overige land- en tuinbouw. Het energieverbruik en de rol van WKK wordt in de tabel aangegeven.

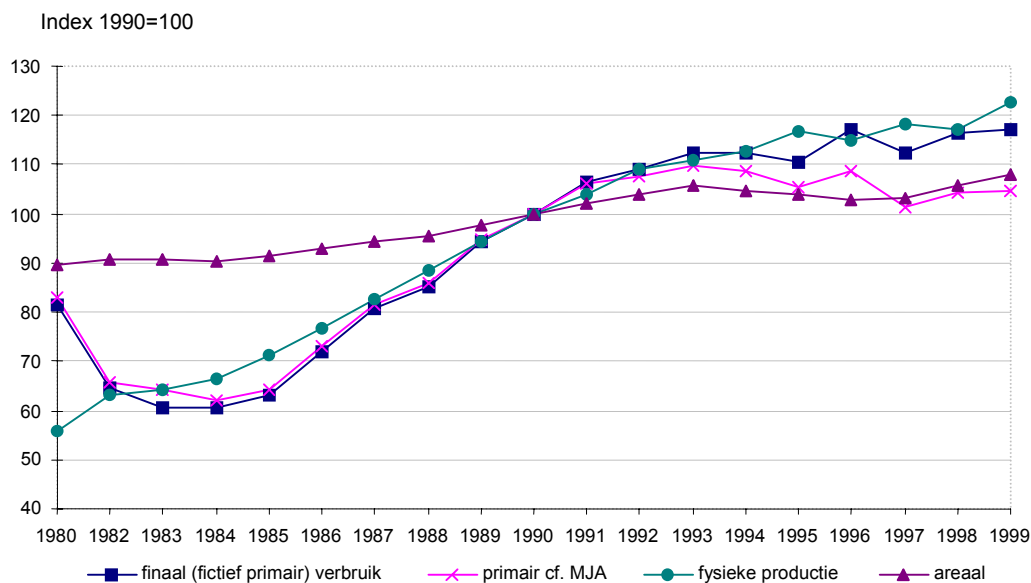
Tabel D.1 *Energieverbruik in PJ, landbouw*

	1999	
	Elektriciteit	Thermisch
<i>Finaal</i>		
Glastuinbouw	11,6	129,4
Overige land- en tuinbouw	7,1	27,9
Land en tuinbouw	18,7	157,3
<i>Eigen WKK</i>		
Brandstof in		20,2
Uit	6,7	10,5
<i>Verbruikssaldo</i>		
Glastuinbouw	4,9	139,1
Overige land- en tuinbouw	7,1	27,9
Land en tuinbouw	12,0	167,0

De overige land- en tuinbouw is een relatief energie-extensieve sector. Het betreft verwarming van agrarische bedrijfsgebouwen, diesel voor mobiele werktuigen en diverse elektriciteitstoepassingen. Mogelijkheden voor CO₂-reductie zijn onder andere het gebruik van biodiesel en vermindering van kunstmestgebruik en krachtvoer. Biodiesel worden niet specifiek bij deze sector behandeld.

D.1. Glastuinbouw

De glastuinbouw is energie-intensief en relatief gevoelig voor energieprijzen. In tegenstelling tot de meeste energie-intensieve materialenproducenten maakt deze sector eindproducten. Bij zeer hoge energieprijzen kunnen daarom verschuivingen in de consumptie van sierteelt- en vruchten/groentenproducten verondersteld worden. Met dergelijke structurele veranderingen wordt geen rekening gehouden, ook de omvang van de sector wordt ongewijzigd gehouden.



Figuur D.1 *Realisaties energieverbruik, productie en areaal in de glastuinbouw (Bron LEI)*

In de figuur is het effect van WKK en restwarmtelevering aangegeven. Zonder dit effect lijkt de efficiencyverbetering (op het finaal verbruik) beperkt.

Vanaf 1990 neemt het areaal met ongeveer 1% per jaar toe en de fysieke productie met 2,3%. De areaalproductiviteitsgroei is een belangrijk element in de energie-efficiencyverbetering, ook al is deze niet meer zo hoog als in de periode 1984-1990.

Marktontwikkelingen

De afzetmarkt van de glastuinbouw is niet gereguleerd door EU-beleid. De aard van de productie wordt sterk bepaald door de West-Europese vraag naar glasgroenten en de Europese en mondiale vraag naar snijbloemen. Met betrekking tot de omvang van de productie zijn er beperkingen met betrekking tot de groei van het areaal en de concurrentie uit met name Spanje. Deels afhankelijk van de macro-economische ontwikkeling ligt de reële groei van de productiewaarde in Nederland op 2-3% per jaar.

Capaciteit

De productiecapaciteit wordt bepaald door de areaalomvang en productiviteit per eenheid van kasareaal. Het areaal groeit slechts in beperkte mate. De nieuwe gebieden zijn omvangrijk maar de planologische procedures zijn relatief traag. Een groeitempo van 1 a 2% per jaar lijkt onder druk van noodzakelijke herstructurering realiseerbaar, maar naar verwachting staat daar ook afname in de oude gebieden tegenover. Per saldo is de raming ingezet op een areaalgroei van 0,7% per jaar over 2001-2010. De productiviteit per eenheid kasareaal kent over 1990-2000 niet meer de sterke groei van het decennium daarvoor. Productiviteitsgroei is evenwel noodzakelijk om concurrentie het hoofd te bieden. De sector is innovatief en zal zich mede door de gaskostenstijging verder moeten specialiseren, gewone teelten als tomaat en komkommer zullen in omvang afnemen. Verondersteld wordt dat de jaarlijkse productiviteitsverhoging 1,5% zal bedragen, iets hoger dan in het afgelopen decennium.

Energieprijzen

In de berekeningen wordt uitgegaan van een forse verhoging van de kosten voor aardgas. De kosten omgerekend per m³ zijn voor de raming ingezet op 25 ct. voor 1996-2000, 37,9 ct voor 2001-2005 en 35,9 ct voor 2006-2010. Dit is gebaseerd op verandering van de tariefstelling van gas als gevolg van de liberalisering van de markt en inclusief heffingen. De kosten per m³ zijn gebaseerd op een bedrijfsduur van 2000 uur, dit impliceert reeds een aanpassing van het huidige

afnamepatroon van 1000-1500 uur naar een meer gelijkmatige afname. De P-waarde zit momenteel op een piek van 310 in 2001 daalt naar 221 in 2005 en stijgt licht naar 226 in 2010.

Effecten liberalisering

Voor de glastuinbouw zal de structurele verhoging van de stookkosten in een aantal situaties leiden tot aanpassingen van teeltkeuze, mogelijk bedrijfsverplaatsing of veranderingen in de energiehuishouding. Het wordt in de geliberaliseerde situatie met name interessant om in de winterpiek te besparen om de maximale gasafname te beperken. Aanvullende isolatie, uitbreiden van de winterstop en bijstook van olie zijn denkbare opties om kosten te reduceren. Clustering van glastuinbouwbedrijven om te profiteren van verschillende afnamepatronen heeft slechts beperkt zin. De behoefte aan ruimteverwarming is immers sterk afhankelijk van de buitentemperatuur. Ook warmtebuffering helpt, gezien de beperkte opslagcapaciteit, niet voor de afnamepiek in het winterseizoen. Daarentegen wordt het relatief goedkoop om in de zomerperiode gas te gebruiken, bijvoorbeeld voor aanvullende CO₂-bemesting. De trend van groeiende CO₂-bemesting is vooral van toepassing op glasgroenten. Er zijn nog weinig kwantitatieve effecten bekend van de liberalisering aangezien de grotere bedrijven (>1 mln. m³) er in 2002 mee te maken krijgen en de rest pas in 2004. In de berekening wordt niet uitgegaan van extra intensiverende effecten door het gastariefsysteem. Het effect van liberalisering op WKK wordt verderop behandeld.

Elektriciteit

Het finaal elektriciteitsverbruik is buitengewoon sterk gegroeid, sinds 1990 met gemiddeld 13% jaarlijks. In verhouding tot de toegevoegde waarde is het nu twee keer zo hoog als bij de industrie. Eigen opwekking van elektriciteit speelt daarin een belangrijke rol, en dit hangt weer sterk samen met de toename van belichte teelten. In 1990 was circa 500 ha belicht met ca 30 Watt/m², wat overeenkomt met 1,8 PJe van de 3,7 PJe. Het geschatte belichte areaal bedroeg in 1998 iets meer dan 1000 ha (stroomlijnenrapport, schatting IKC). Met een gemiddeld vermogen van 35 Watt/m² en een gemiddelde belichtingsduur van 3260 uur vereiste dit 4,3 PJe van de 10,8 PJe. Het LEI heeft voor Novem een schatting voor 1999 gemaakt en komt op 1460 ha belicht areaal met 33 W/m², ofwel 5,7 PJe op 11,6 PJe totaal.

Per saldo zou het elektriciteitsverbruik voor andere functies dan belichting dus nog harder gegroeid moeten zijn. Verondersteld wordt dat de groei van deze andere elektriciteitstoepassingen geleidelijk tempert.

Technologie, besparingsopties en CO₂-reductiemogelijkheden

Voor wat betreft energiebesparingsopties en aanpassingen in de teeltwijze wordt verwezen naar de eerdere publicaties (SAVE, Stroomlijnen). Deze maatregelen zijn reeds in belangrijke mate toegepast: isolatieschermen, rookgascondensoren en etmaalbuffering van warmte. Pas bij zeer hoge CO₂-prijzen wordt assimilatiebelichting minder aantrekkelijk. Maatregelen buiten het energievoorzieningssysteem betreffen energie-extensievere teeltwijzen, waar een groot aantal teelttechnische mogelijkheden wordt verondersteld. Additionele CO₂-reductiemogelijkheden zijn beperkt, ook bij volledig gesloten en geconditioneerde teeltgebouwen.

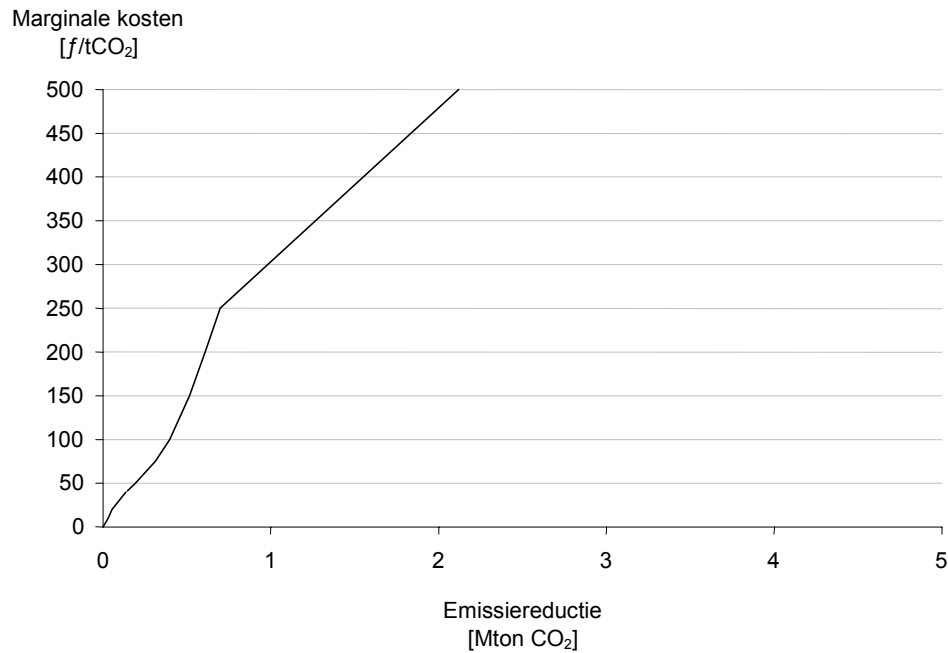
Mogelijkheden voor warmtepompen, aardwarmte, of seizoenbuffering zijn beperkt mogelijk, ook bij hoge heffingen en worden in de aanbodsfeer behandeld. Mogelijkheden voor duurzame energie en verdergaande WKK worden in de aanbodonderdelen behandeld. Grootschalige distributie van restwarmte en CO₂ afkomstig van de industrie worden aldaar toegerekend en behandeld.

Voor het energiebesparingsbeleid in de landbouw gelden bouwvoorschriften, energie-investeringsaftrek, het CO₂-reductieplan en besparingsbeleid gericht op het midden- en kleinbedrijf (zie onder industrie).

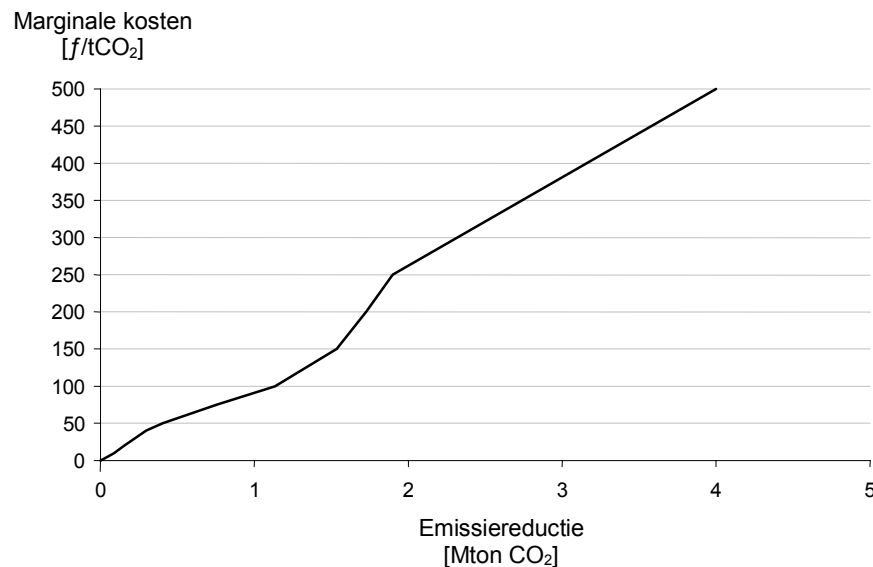
Voor de glastuinbouw, bloembollensector en champignonsector zijn MJA's afgesloten. De MJA voor de glastuinbouw is veruit de belangrijkste en maakt deel uit van het convenant glastuinbouw en milieu (GLAMI). De sector wordt ook ondersteund met onderzoeksgelden ten behoeve van energiebesparing.

D.2. Kostencurven

De kostencurve wordt voor 95% bepaald door opties in de glastuinbouw. De curve voor 2010 (Figuur D.2) is aanmerkelijk vlakker dan de curve voor 2020 (Figuur D.3).



Figuur D.2 *Marginale kosten van emissiereductie voor de land- en glastuinbouw in 2010, exclusief WKK. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft*



Figuur D.3 *Marginale kosten van emissiereductie voor de land- en glastuinbouw in 2020, exclusief WKK. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft*

E. SECTOR VERKEER

E.1. Inleiding

Ter vermindering van broeikasgasemissies kunnen eindverbruikers in de sector verkeer en vervoer diverse soorten maatregelen nemen:

- minder verplaatsingen,
- zuiniger vervoer,
- hogere bezettingsraad of beladingsgraad (bij vrachtauto's),
- modal split (keuze voor vervoerswijze met minder emissies).

Hier worden de meerkosten van deze soorten maatregelen voor de eindverbruiker geschat met behulp van brandstofprijselasticiteiten. De meerkosten voor de eindverbruiker van een brandstofprijshoging zijn hierbij gebruikt als proxy voor het verlies aan nut dat eindverbruikers ervaren als gevolg van het nemen van allerlei maatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies.

De berekening is beperkt tot twee belangrijke sectoren binnen verkeer: personenautogebruik en goederenvervoer over de weg.

E.2. Brandstofprijselasticiteiten

Minder verplaatsingen

De vraag naar vervoer is, door het afgeleide karakter van vervoer²¹, weinig prijselastisch. Toch zal een brandstofprijshoging wel enige reactie te zien geven in de vorm van een lagere vraag naar vervoer. De mogelijkheden om een verplaatsing door een alternatief te vervangen zijn voor een belangrijk deel afhankelijk van de tijdshorizon die in beschouwing wordt genomen. De Wit en Van Gent (1996) geven waarden voor de brandstofprijselasticiteiten van de vraag naar auto-kilometers op de korte en lange termijn in de spits. De waarden bedragen respectievelijk -0,15 en -0,35. Ook voor de andere vervoerswijzen en voor daluren tekent het patroon uit dit voorbeeld zich af: op de lange termijn is de vraag naar vervoer prijselastischer dan op de korte termijn. De verklaring is eenvoudig: op de korte termijn (minder dan één jaar) liggen in vergelijking met de lange termijn (5 tot 20 jaar) veel meer keuzen vast, zoals de gekozen auto, de woon- en werklocatie en de reisfrequentie. Met name reizigers met een woon- werk of zakelijk motief zullen op de korte termijn niet of nauwelijks reageren op een prijsverandering. Op de langere termijn ligt dit anders. Reizigers hebben dan de mogelijkheid om bijvoorbeeld van werk- of woonplaats te veranderen.

Zuiniger vervoer

Automobilisten hebben diverse mogelijkheden om te reageren op een brandstofprijshoging, bijvoorbeeld een zuiniger auto kopen en/of hun rijgedrag aanpassen (lagere snelheden, minder dynamisch). Automobilisten kunnen na een prijsverhoging hun verplaatsingspatroon handhaven zonder hogere verplaatsingskosten te maken door hun auto te vervangen door een andere die per kilometer minder brandstof verbruikt. Geurs en Van Wee (1997) geven indicatieve brandstofprijselasticiteiten van onder andere de vraag naar autokilometers en van het brandstofverbruik. De waarden zijn voor de middellange termijn (1-10 jaar) respectievelijk -0,3 en -0,6. De lagere prijselastischeit van de vraag naar autokilometers (-0,3) ten opzichte van de vraag naar brandstof (-0,6) duidt er dus op dat de automobilist zoveel mogelijk zijn verplaatsingspatroon tracht te

²¹ Vervoer staat ten dienste van het kunnen wonen en werken op verschillende locaties, familie- en vriendenbezoek, recreatie, zaken doen, handel drijven, en dergelijke.

handhaven, waardoor op de lange termijn een hogere brandstofprijs eerder tot een efficiënter brandstofverbruik dan tot een afname van het autogebruik leidt (Pronk *et al.*, 1991).

Hogere bezettingsgraden auto's

Automobilisten kunnen op een brandstofprijshoging reageren door te gaan 'carpoolen': de bezettingsgraad van auto's neemt toe. Een prijshoging kan dus leiden tot handhaving van zoveel mogelijk reizigerkilometers per auto, maar met tegelijkertijd een lager brandstofgebruik om die reizigerkilometers af te leggen.

Modal split: overstappen naar andere vervoerwijze

Een brandstofprijshoging kan er toe kan leiden dat mensen gaan overstappen naar andere vervoerwijzen die minder (brandstof) kosten (fiets) of waar minder brandstof per afgelegde kilometer (OV) mee is gemoeid dan de auto. Kruislingse elasticiteiten kunnen inzicht geven in de te verwachten effecten van de relatieve prijshoging van autogebruik op ov-gebruik. Het effect van een stijging van de autokosten op het ov-gebruik blijkt relatief inelastisch: een gemiddelde lange-termijn kruislingse autobrandstofprijselasticiteit van het ov-gebruik wordt wel geschat van -0,14 (Van der Waard, 1990). De auto- en ov-markt blijken maar in slechts beperkte mate te overlappen.

De gevoeligheid van het goederenvervoer voor brandstofprijshogingen kan ook worden geschat met prijselasticiteiten (Tabel E.1). De gepresenteerde getallen zijn indicatief, en voor een deel tentatief, omdat empirische gegevens schaars zijn.

Tabel E.1 *Samenvattend indicatief overzicht lange termijn prijselasticiteit goederenvervoer (Dings et al, 1999)*

Vervoerwijze	Prijsverandering van:	Effect op:	Prijselasticiteit ^{b)}	
			Laag	Hoog
Wegvervoer	Ton/km	Ton/km	-0,7	-1,1
	Brandstof	Ton/km	-0,05	-0,15
	Brandstof	Brandstofverbruik	-0,2	-0,4

E.3. Kwantitatieve schatting

In deze paragraaf worden de meerkosten van maatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies voor de eindverbruikers van transport geschat. De meerkosten voor de eindverbruiker van een brandstofprijshoging zijn hierbij gebruikt als *proxy* voor het verlies aan nut dat eindverbruikers ervaren als gevolg van het nemen van deze maatregelen. Alleen de 'kosten' van maatregelen van de eindverbruikers zijn in de berekening meegenomen die tot een lagere brandstofvraag leiden: 'minder trips', 'andere bestemmingskeuze', 'andere vervoerwijze', 'aanschaf van zuiniger vervoermiddelen'. Een brandstofprijshoging leidt er uiteraard ook toe dat een deel van de eindverbruikers een hogere brandstofprijs gaat betalen ten opzichte van de referentie. De extra opbrengsten die dit oplevert worden bij een systeem van verhandelbaarheid echter direct teruggesluisd naar andere eindverbruikers zodat deze opbrengsten als overdrachten worden beschouwd, niet als 'extra kosten' van de eindverbruikers. Dit is feitelijk gebaseerd op een methode die in de economie bekend staat als de 'rule of half'. Benadrukt moet worden dat door deze techniek te gebruiken we veronderstellen dat preferenties van de vragers naar transportbrandstoffen uniform verdeeld zijn en dat vraagcurve van transportbrandstof lineair is. Beide veronderstellingen zijn onjuist, maar in het algemeen voldoet de gehanteerde techniek ('rule of half') wel als benadering van de werkelijkheid.

Bij de berekening is in eerste instantie uitgegaan van een referentiescenario's voor verkeer en vervoer die zijn ontwikkeld in kader van de Milieuverkenningen 5 (Feimann *et al.*, 2000). Daarin is al enig additioneel beleid meegenomen dat is gericht op energiebesparing.

Om de kostencurve te berekenen, is uitgegaan van een aantal brandstofprijsverhogingen (zie Tabel E.2). De berekening is uitgevoerd met de brandstofprijzen en autoprijzen (inclusief belastingen) zoals verondersteld in het EC-scenario (Feimann *et al.*, 2000), inclusief de accijnzen. Er is impliciet verondersteld dat het eventuele effect van een systeem van verhandelbaarheid op de prijsverhoudingen van brandstoffen gecompenseerd gaat worden door aanpassingen van de accijnsniveaus en/of autobelastingen. Het fiscale instrumentarium voor motorvoertuigen wordt immers voornamelijk ingezet om inkomsten te genereren voor de overheid en om een bepaalde, vanuit milieu-oogpunt, optimale brandstofmix in het autopark te verkrijgen.

Er is bij de berekening verondersteld dat een systeem van verhandelbaarheid in de periode tussen binnen 3 jaar wordt ingevoerd: er kunnen dan ruwweg brandstofprijselasticiteiten worden gebruikt van -0,6 voor personenautogebruik en -0,3 voor goederenwegvervoer. Voor het goederenvervoer is gekozen voor een elasticiteit die ligt tussen de hoge en lage schatting (Tabel E.1).

Tabel E.2 *Kosteneffectiviteit van maatregelen die eindverbruikers in de transportsector nemen bij een brandstofprijshoging ten opzichte van EC-referentie*

	<i>Input van de berekening:</i>		<i>Output van de berekening:</i>		
	Brandstof- prijshoging ^{a)} t.o.v. de referentie	Gebruikte brandstof-prijs- elasticiteit	Afname brandstofvraag t.o.v. de referentie [%]	Kosten per ton emissiereductie CO ₂ [gld/ton]	CO ₂ -emissie-reductie in 2010 t.o.v. referentie [Mton]
Personenauto	3% (ca. 5 ct/l)	-0,6	1,5	11	0,3
	5% (ca. 10 ct/l)		3	21	0,5
	25% (ca. 50 ct/l)		15	107	2,7
	51% (ca. 100 ct/l)		31	214	5,5
Wegvrachtvervoer	3% (ca. 5 ct/l)	-0,3	1	10	0,08
	6% (ca. 10 ct/l)		2	19	0,2
	32% (ca. 50 ct/l)		10	95	0,8
	64% (ca. 100 ct/l)		19	190	1,7

a) Gewogen gemiddeld over de brandstofsoorten benzine, diesel en LPG

Tabel E.2 laat zien dat de kosten per vermeden ton CO₂ oplopen van ongeveer 10 gulden per ton naar 200 gulden per ton, afhankelijk van de prijsprikkel en, navenant, de maatregelen die eindverbruikers nemen om te komen tot een lagere brandstofvraag.

E.4. Literatuur

- Blok, P.M., J. Vogelaar (1985): *Kwijt aan Mobiliteit*. Rotterdam: Nederlands Economisch Instituut (NEI).
- Dings, J.M.W., B.A. Leurs, M.J. Blom, S.A. Rienstra, E.H. Buckmann, H.W.J. van Haselen, L.M. Bus (1999b): *Prijselasticiteiten in het goederenwegvervoer*. Delft: Centrum voor energiebesparing en schone technologie, Rotterdam: Nederlands Economisch Instituut.
- Feimann, P.F., K.T. Geurs, R.M.M. van den Brink, J.A. Annema, G.P. van Wee (2000): *Verkeer en vervoer in de Nationale Milieuverkenning 5*. RIVM rapport 408129014, Bilthoven: Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu.
- Geurs, K.T., G.P. van Wee (1997): *Effecten van prijsbeleid op verkeer en vervoer*. RIVM rapport 773002005, Bilthoven: Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu.
- Pronk, M., M. Gommers, P. Blok (1991): *Elasticiteiten van de vraag naar brandstof*. Rotterdam: Nederlands Economisch Instituut.
- Waard, J. van der (1990). *Concept Elasticiteiten Handboek*. Rotterdam: Rijkswaterstaat Dienst Verkeerskunde, Versie Augustus 1990.
- Wit, de J., H. van Gent (1996): *Economie en transport*. Utrecht: Uitgeverij Lemma BV.

F. ELEKTRICITEITSSECTOR: WIND- EN ZONNE-ENERGIE

F.1. Beschrijving sector

Windenergie

In Nederland stond aan het eind van 2000 ongeveer 447 MW aan windvermogen opgesteld, een stijging van 10% ten opzichte van 1999. In 1999 bedroeg de stijging nog 12% ten opzichte van het 1998. Ruwweg 60% van het bijgeplaatst vermogen in 2000 komt zijn turbines in windparken, de rest zijn solitaire turbines. In de afgelopen jaren is de groei in het jaarlijks bijgeplaatst vermogen afgevlakt. De totale geproduceerde hoeveelheid elektriciteit door windenergie was in 1999 genoeg voor ca. 200.000 huishoudens.

Zonne-energie

In 1999 werd in Nederland ongeveer 3,1 MW_p aan fotonvoltaïsche zonnepanelen (PV) bijgeplaatst. Het merendeel van het bijgeplaatst vermogen in 1999 bestond uit netgekoppelde systemen, welke vooral geplaatst worden bij nieuwbouwprojecten, op kantoren en op nieuwbouwwoningen. Aan het begin van 2000 bedroeg het totaal opgesteld vermogen aan zon-PV (autonome en netgekoppelde systemen) 9,6 MW_p. Hiermee kunnen ca. 2000 huishoudens van elektriciteit worden voorzien. De afgelopen jaren is een stijging te zien van het aantal bijgeplaatste systemen.

F.2. Relevant beleid

Windenergie

De zeven windrijke provincies in Nederland zijn in 1991 een inspanningsverplichting aangegaan met de overheid om een opgesteld vermogen van 1000 MW in het jaar 2000 te halen. Door veel problemen in de sector, zoals een grote maatschappelijke weerstand en een niet optimale afstemming tussen gemeentelijk en provinciaal beleid, is het doel niet gehaald. Dit ondanks het feit dat investeringen in windenergie door nieuwe technologische ontwikkelingen (betere prijs/prestatie verhouding van turbines) en gunstige financiële stimuleringsmaatregelen zeer rendabel kunnen zijn.

Om de overheidsdoelstelling van 1.500 MW wind op land in 2010 en 1.500 MW op zee in 2020 alsnog te halen, is in april 2001 door het Rijk, de provincies en de gemeenten een nieuwe overeenkomst gesloten. In deze overeenkomst (Bestuursovereenkomst Landelijke Ontwikkeling Windenergie, BLOW) zijn de doelstellingen per provincie vastgelegd, alsmede de te nemen maatregelen in het geval deze doelstellingen niet gehaald dreigen te worden.

Door de overheid worden fiscale stimuleringsregelingen en subsidies ter beschikking gesteld om de plaatsing en exploitatie van windturbines te bevorderen. Voorbeelden zijn energie-investeringsaftrek (EIA), vrije afschrijving milieu-investeringen (VAMIL), groen beleggen, regulerende energiebelasting (REB) en subsidieregeling energievoorziening non-profit- en bijzondere sectoren (EINP).

Zonne-energie

De overheidsdoelstelling voor zon-PV is ca. 1.500 MW_p in 2020. In 2007 moet er meer dan 300 MW_p zijn opgesteld.

Bij financieel stimuleringsbeleid moet onderscheid worden gemaakt tussen PV-systemen geëxploiteerd door huishoudens en energiebedrijven. Huishoudens komen, in tegenstelling tot bedrijven, niet in aanmerking voor stimuleringsmaatregelen zoals de EIA of VAMIL. Via de Re-

geling energiepremies kunnen huiseigenaren echter vanaf 1 januari 2001 via hun energiebedrijf een subsidie krijgen tussen de 500 en 750 gulden per zonnepaneel van 100 W_p.

De overheid stimuleert de toepassing van zon-PV in financiële zin met fiscale regelingen en subsidies zoals de Regulerende Energiebelasting (REB), Uitvoeringsregeling Energiepremie 2001 (EPR), Groen beleggen, (VAMIL), Energie-investeringsaftrek (EIA), Subsidieregeling Energievoorziening in de Non-profit en bijzondere sectoren (EINP) en het CO₂-reductieplan.

Het beleid van energiebedrijven en gemeenten is ook gericht op het bieden van financiële middelen voor de aanschaf van PV-systemen, maar dit verschilt per energiebedrijf en gemeente. Energiebedrijf en gemeente werken vaak samen bij het toepassen van PV-systemen in nieuwbouwprojecten.

F.3. Belangrijke ontwikkelingen binnen de sector

Windenergie

Door de problemen bij het plaatsen van windturbines op land wordt steeds meer naar de zee gekeken als mogelijke oplossing. Het potentieel voor windenergie op de Noordzee is enorm. De hogere investeringskosten worden daarbij gecompenseerd door een hogere energieopbrengst per turbine, vergeleken met de situatie op land. Gezien de initiatieven die nu ontwikkeld worden, zoals het demonstratieproject Near Shore Windpark (NSW) van 100 MW en twee commerciële windparken in dezelfde orde van grootte, wordt verwacht dat bij voortzetting van huidig beleid in 2010 het Nederlands offshore windvermogen rond de 700 MW kan zijn. Afhankelijk van gunstige bestuurlijke ontwikkelingen op het vlak van vergunningsverlening en locatiebeleid kan dit vermogen in 2010 echter ook beduidend groter zijn.

Voor wat betreft windenergie op land wordt verwacht dat, ondanks de duidelijke doelstellingen geformuleerd in de BLOW, de doelstelling voor 2010 bij ongewijzigd financieel stimuleringsbeleid niet helemaal gehaald zal worden. Het totaal aan windvermogen zal in 2010 naar schatting gegroeid zijn tot ca. 1.300 MW. Oorzaak van dit achterblijven moet nog steeds gezocht worden in maatschappelijke weerstand tegen plaatsing van windturbines.

Zonne-energie

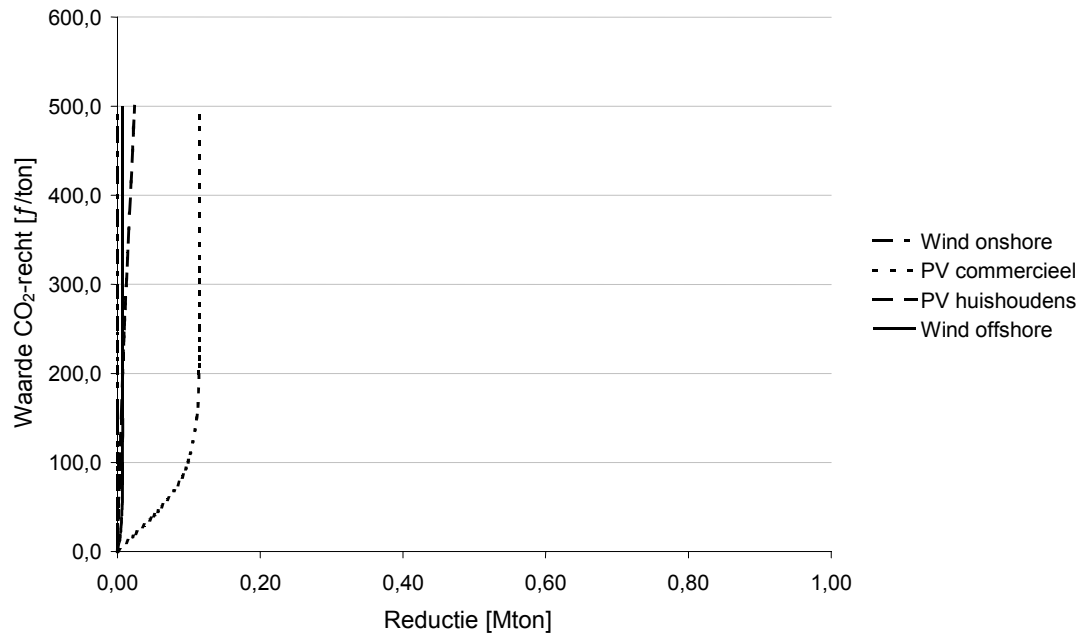
Ondanks het feit dat veel zon-PV systemen een terugverdientijd hebben die langer is dan de levensduur van het systeem, zal het totaal geplaatst vermogen bij ongewijzigd financieel beleid gestaag blijven groeien. Dit komt enerzijds door de gunstige uitstraling van PV en anderzijds door aandacht voor de inpasbaarheid van duurzame energie in de bebouwde omgeving. Vanwege strengere eisen met betrekking tot energieverbruik aan nieuwbouwwoningen kan de keuze op PV vallen om de woning als geheel energiezuiniger te maken. Dit in tegenstelling tot het toepassen van duurzame warmte in verband met de lage warmtevraag. Ook in het kader van gemeentelijk klimaatbeleid is integreren van PV in nieuwbouw een aantrekkelijke optie omdat het minder ruimtelijke inpassingsproblemen geeft dan windenergie.

De verwachting is dat in 2010 de hoeveelheid zon-PV opgesteld door energiebedrijven in nieuwbouw bij ongewijzigd beleid ca. 165 MW_p zal bedragen. Tevens zal bij de huidige gunstige maatregelen voor particulieren, zoals de energiepremiereregeling, het opgesteld vermogen door huishoudens ca. 25 MW_p bedragen. Dit totaal van ca. 190 MW_p blijft echter onder de doelstelling van 300 MW_p in 2007.

F.4. Kostencurve en toelichting

Variant met beleid

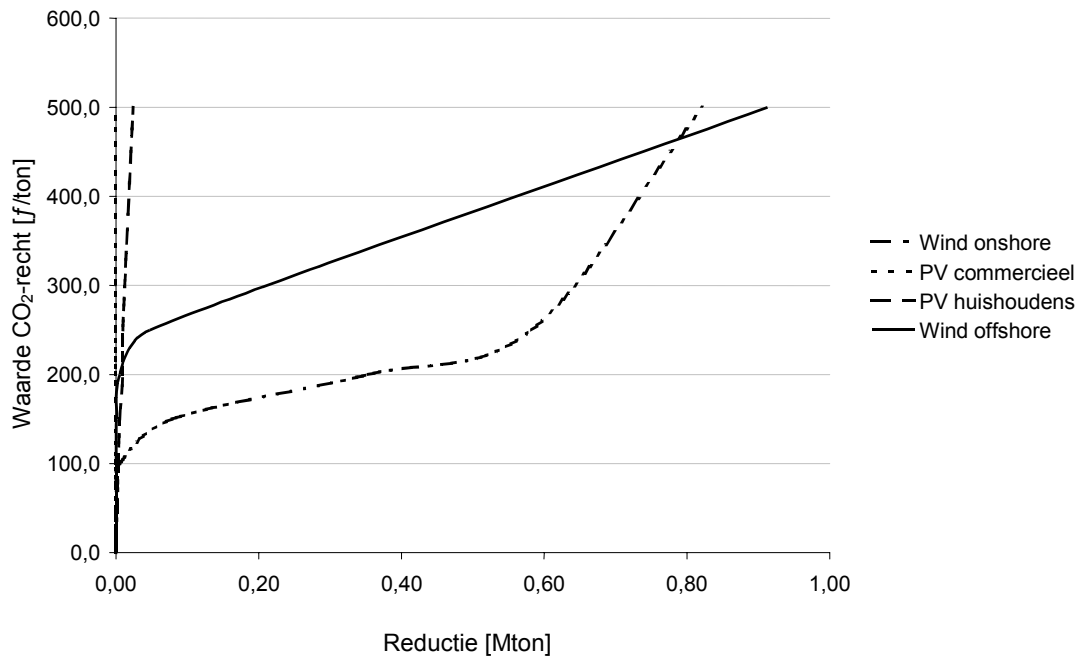
In Figuur F.1 zijn de kostencurven gegeven voor de situatie met het huidige financiële beleid voor zon-PV en windenergie. De curven zijn heel steil. Onder die omstandigheid is het effect van aanvullende stimulering via een CO₂-handelssysteem beperkt. De reden is dat niet financiële zaken bepalend zijn (zoals bezwaarprocedures tegen plaatsing van windturbines).



Figuur F.1 *Marginale kosten van emissiereductie voor zon- en windenergie in 2010. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, waarbij verondersteld wordt dat het bestaande beleid volledig in werking blijft*

Variant zonder beleid

De huidige financiële prikkels voor duurzame energie komen voort uit het REB nihil tarief voor groene stroom en de afdrachtskorting (12,85 ct/kWh REB-vrijstelling van kleinverbruikers, 4,27 ct/kWh REB-doorsluis). Verder zijn EIA, VAMIL en EPR van belang.



Figuur F.2 *Marginale kosten van emissiereductie voor zon- en windenergie in 2010. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, maar zónder het bestaande financiële beleid*

Als wordt aangenomen dat deze financiële instrumenten worden afgeschaft resulteert dit in veel minder zon-PV en windenergie in de achtergrondontwikkeling. Daardoor is er een veel groter realiseerbaar potentieel dat via bijvoorbeeld emissiehandel invulling kan krijgen. Figuur C.2 laat zien dat de curven voor wind op land en wind op zee veel vlakker zijn dan voor de situatie met het financieel stimulerende instrumentarium. Wind offshore is pas aantrekkelijk vanaf 200 f/tCO₂. Bij hoge marginale kosten voor CO₂ is de bijdrage van offshore wind wel vergelijkbaar als het belang van wind op land.

G. ELEKTRICITEITSSECTOR: BIOMASSA IN KOLENCENTRALES

G.1. Beschrijving sector

De laatste jaren zijn er door de eigenaren van de Nederlandse kolencentrales in toenemende mate initiatieven ontwikkeld om biomassa- en afvalstromen in te zetten ter vervanging van kolen. Dit heeft ertoe geleid dat er op dit moment in alle kolencentrales biomassa en/of afval gebruikt wordt of voorbereidingen daartoe in een vergevorderd stadium zijn. De drijvende krachten die deze ontwikkeling stimuleren zijn vooral van financiële aard. Biomassa is in sommige gevallen een goedkopere brandstof dan kolen en wordt in het kader van de REB-wetgeving zowel aan de vraagzijde als aan de productiezijde gestimuleerd. Tevens zijn er in het kader van het klimaatbeleid afspraken gemaakt met de sector om te komen tot een verregaande CO₂-reductie. Het bij- en meestoken van biomassa is daarbij een optie.

Momenteel zijn er in Nederland 8 kolencentrales in bedrijf met een totaal opgesteld vermogen van 4169 MWe. Drie ervan, de Hemwegcentrale, de Amer 9 centrale en de KV-STEG in Buggenum zijn pas in 1994/1995 in bedrijf genomen en behoren daarmee tot de modernste centrales van Nederland. In de huidige situatie wordt naar schatting ca. 3% van het totale opwekkingsvermogen gebruikt voor de inzet van biomassa als brandstof.

G.2. Relevant beleid

Een significant deel (6 Mton CO₂-equivalenten) van de nationale doelstelling voor de budgetperiode 2008-2012 (25 Mton CO₂-equivalenten) dient te worden gerealiseerd door emissiereductie bij steenkoolgestookte elektriciteitscentrales. Deze reductie kan worden gerealiseerd door brandstofsubstitutie (steenkool vervangen door aardgas) en verbetering van het overall conversierendement, maar ook door de inzet van hernieuwbare brandstoffen, zoals biomassa en bepaalde afvalstromen. De Nederlandse overheid heeft daartoe in 2000 een vrijwillige beleidsafpraak gemaakt met de eigenaren van kolencentrales in Nederland. Van de zijde van de overheid is daarbij de toezegging gedaan dat de brandstoffenbelasting op de voor elektriciteitsopwekking gebruikte brandstoffen (inputbelasting) omgezet zal worden in een belasting op de levering van elektriciteit aan eindgebruikers (outputbelasting). Deze belastingomvorming geeft een betere basis voor een gelijk speelveld en versterkt daardoor de internationale concurrentiepositie van de Nederlandse elektriciteitsproductiebedrijven.

Verder kan bij de inzet van biomassa als brandstof aanspraak gemaakt worden op de REB-regeling. Dit betekent dat kolencentrales voor elektriciteit uit biomassa en afval onder voorwaarden in aanmerking komen voor de REB-doorsluis naar producenten (momenteel 4,27 ct/kWh). Ook mag deze stroom onder voorwaarden verkocht worden als groene stroom, zodat de afnemer ervan vrijgesteld wordt van het betalen van de REB (voor kleinverbruikers momenteel 12,85 ct/kWh).

Daarnaast zijn er nog twee belangrijke recente ontwikkelingen op het gebied van regelgeving. Op nationaal niveau is het Ministerie van VROM bezig met het opstellen van nieuwe emissiewetgeving ter vervanging van een aantal oude richtlijnen en wetgeving. Dit zal invloed hebben op de vergunningsverlening bij de inzet van biomassa. Omdat deze nieuwe regelgeving nog in overleg is tussen de provincies en het Ministerie van VROM, is nog niet volstrekt duidelijk wat de consequenties voor de kolencentrales zullen zijn. Op Europees niveau is in 2001 een nieuwe richtlijn over duurzame energie uitgekomen in de maak waarin een definitie van biomassa is opgenomen. In de EU richtlijn wordt een relatief brede definitie gehanteerd, waardoor energieopwekking vanuit de meeste organische fracties als duurzame energie telt.

G.3. Belangrijke ontwikkelingen binnen de sector

De belangrijkste ontwikkeling vormt de toenemende liberalisering op de elektriciteitsmarkt en de privatisering van de productiebedrijven. Zo zijn vier van de acht in Nederland aanwezige kolencentrales in buitenlandse handen gekomen. Momenteel hebben de kolencentrales vanwege de hogere gasprijzen een relatief goede concurrentiepositie t.o.v. gasgestookte centrales. Toch is het, met name vanuit de nadruk die er gelegd wordt op de milieuprestaties van kolencentrales, onwaarschijnlijk dat er nieuw kolenvermogen bijgeplaatst zal worden.

G.4. Kostencurve en toelichting

Voor de kolencentrales bestaat een aantal motieven om biomassa en afval te gaan mee- of bijstoken:

- Er kan aanspraak gemaakt worden op een aantal substantiële financiële en fiscale ondersteuningsmaatregelen. Zo krijgt de eigenaar een deel van de REB teruggesluisd en hoeven kleinverbruikers die uit biomassa opgewekte stroom afnemen geen REB te betalen. Ook kunnen eigenaren onder voorwaarden aanspraak maken op investeringsbevorderende maatregelen (CO₂-reductieplan, EIA, Vamil).
- Sommige biomassastromen zijn goedkoper dan kolen.
- De investeringen zijn relatief beperkt. De inzet van biomassa in kolencentrales is een van de goedkoopste opties om groene elektriciteit te produceren.
- De inzet van biomassa telt mee bij de convenantverplichting om CO₂ te reduceren.

Bij een gemiddelde bedrijfstijd van 5000 uur is de jaarlijkse productie van de huidige initiatieven circa 615 GWh, ofwel zo'n 5,5 PJ aan vermeden primaire fossiele energie per jaar. Met deze centrales kan echter nog veel meer. Als de huidige initiatieven geïmplementeerd zijn, wordt circa 3% van de koleninput vervangen door biomassa. Afhankelijk van technische beperkingen zou dit de komende jaren op kunnen lopen tot 20-40%. Of dat ook daadwerkelijk het geval zal zijn hangt, naast de rentabiliteit, vooral af van de technische mogelijkheden.

Uiteindelijk bepalen technische mogelijkheden de grenzen van de hoeveelheid biomassa die maximaal ingezet kan worden in de Nederlandse kolencentrales. 20% tot 40% biomassa-inzet in kolencentrales kan een substantiële bijdrage leveren aan het realiseren van een tussendoelstelling van 5% duurzame energie in 2010. In het totaal kan het dan gaan om 33 PJ tot 67 PJ aan uitgespaarde fossiele brandstof.

Technisch gezien is een scenario waarbij de inzet van biomassa oploopt tot 15% in 2005 en 30% in 2010 zeker niet ondenkbaar. Dit betekent dat de kolencentrales de komende jaren een essentiële rol kunnen vervullen bij het halen van de Nederlandse duurzame energiedoelstelling.

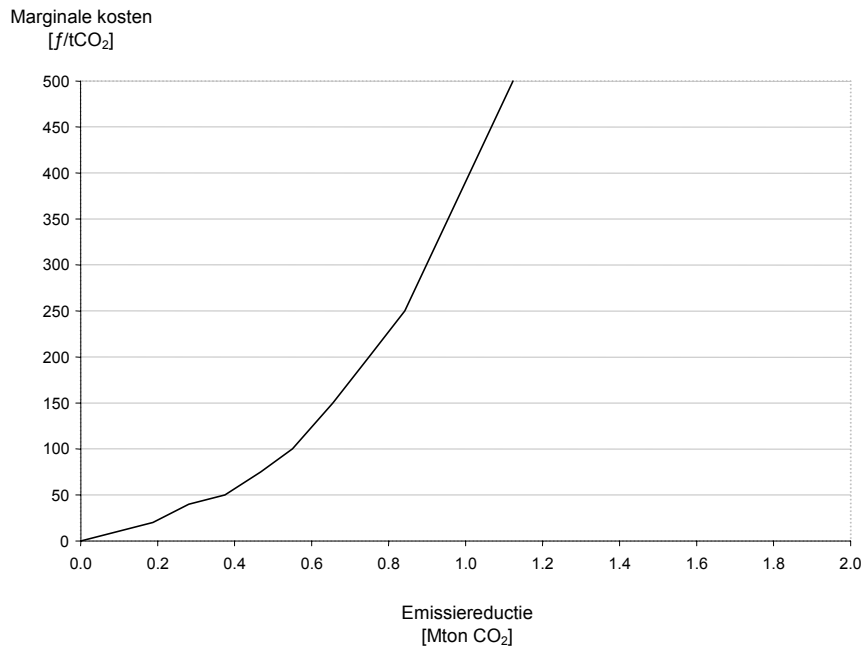
Variant zonder beleid

In deze variant wordt verondersteld dat de huidige biomassa-inzet niet verder zal toenemen, omdat de financiële prikkels ervoor wegvallen. Daarbij wordt ervan uitgegaan dat alle goedkope biomassa en afvalstromen, die zonder aanvullend beleid al financieel aantrekkelijk zijn, inmiddels ingezet zijn.

Variant met beleid

Bij de huidige financiële prikkels (12,85 ct/kWh REB-vrijstelling van kleinverbruikers, 4,27 ct/kWh REB-doorsluis, EIA en Vamil) wordt het implementatietempo vooral bepaald door de technische knelpunten. Tot 10% inzet (op energiebasis) worden relatief weinig problemen verwacht, zodat dit in 2005 gerealiseerd kan zijn. Dit kan, met de nodige inspanningen op technisch gebied verhoogd worden tot 15% in 2010. Verdere vergroting van de hoeveelheid afval en

biomassa wordt moeilijker, maar een groei tot 20% in 2020 lijkt technisch mogelijk. Uiteraard zijn afhankelijk van de mate waarin technische knelpunten opgelost kunnen worden positievere groeiscenario's mogelijk. Momenteel wordt onderzoek verricht naar die technische knelpunten. Bij de genoemde financiële prikkels worden volgens een recente studie (Marsroutes) ook duurdere biomassastromen (>10 gld/GJ) en eventuele import uit het buitenland aantrekkelijk. Daarmee worden geen knelpunten verwacht t.a.v. de biomassabeschikbaarheid.



Figuur G.1 *Marginale kosten van emissiereductie voor biomassabijstook in 2010. De kostencurve is opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming, maar zónder het bestaande financiële beleid*

G.5. Overige aspecten

Een knelpunt dat zou kunnen optreden is de mate waarin aanbieders en afnemers de opgewekte stroom door de inzet van biomassa in kolencentrales daadwerkelijk als groene stroom beschouwen. Het gaat daarbij vooral om de perceptie, want van overheidszijde lijken daartoe geen barrières te bestaan, mede ook omdat het Europese Parlement recent besloten heeft om dit binnen de definitie te laten vallen.

H. WARMTEKRACHTKOPPELING

H.1. Beschrijving optie

Warmtekrachtkoppeling (WKK) is de gelijktijdige opwekking van elektriciteit en warmte. Sinds begin jaren '90 is warmtekrachtkoppeling snel in belang toegenomen voor de opwekking van elektriciteit. Daarbij kan onderscheid worden gemaakt tussen WKK bij industrie of andere bedrijven en stadsverwarming. In 2000 vond iets meer dan de helft van de in Nederland opgewekte elektriciteit via WKK plaats. Bij de kostencurven wordt onderscheid gemaakt tussen grootschalige (industrie) WKK en kleinschalige WKK. Kleinschalige warmtekracht wordt voornamelijk toegepast voor ruimteverwarming. Voor deze toepassingen wordt meestal een gasmotor gebruikt en in sommige gevallen een gasturbine of brandstofcel.

H.2. Relevant beleid

Eind 2000 heeft de Minister van Economische Zaken een nieuw pakket met maatregelen voor zowel bestaande als nieuwe warmtekracht bekend gemaakt. In de berekeningen van de kostencurven is rekening gehouden met dit pakket. Onlangs²² heeft de Minister de maatregelen aangepast en verruimd. Het pakket WKK-maatregelen dat is meegenomen in de huidige berekeningen ziet er als volgt uit:

- Verhoging van de EIA-af trek voor alle investeringen van 40 naar 55% (dit komt feitelijk neer op een investeringssubsidie van 19,25%).
- Continuering van de vrijstelling van REB voor het eigen gebruik van WKK-stroom voor bestaande en nieuwe WKK, ook na omvorming van de brandstoffenbelasting (BSB). De brandstoffenbelasting wordt voor elektriciteitsproductie verschoven van een inputheffing naar een outputheffing. De CO₂-prijs komt hiermee te liggen bij de eindconsument van elektriciteit wat overeenkomt met een verhoging van de REB. Ook voor deze verhoging geldt de REB vrijstelling.
- In de berekeningen is aangenomen dat elke WKK vrijgesteld is van een BSB heffing op de brandstof (en zodoende omgevormd wordt naar een outputheffing zoals hierboven toegevoegd). Momenteel komen alleen installaties die aan minimum rendementseisen voldoen, voor BSB vrijstelling in aanmerking. De Minister van Economische Zaken heeft aangekondigd dit spoedig te corrigeren.
- Verder is er een afdrachtkorting van kracht voor alle bestaande en nieuwe WKK. Deze bedraagt 1,25 cent/kWh voor netlevering. Aangenomen wordt dat deze afdrachtkorting geldt voor 2001, 2002 en 2003. Deze vergoeding is beperkt tot de eerste 1000 GWh geleverde elektriciteit. Voorheen bedroeg de afdrachtkorting 0,5 cent/kWh voor niet-glastuinbouw WKK en 1,5 cent voor glastuinbouw WKK.
- Voor incidentele afnemers van elektriciteit is de zogenaamde 600-uurs regeling ontworpen voor transporttarieven. Deze regeling is bedoeld om de transportkosten te verlagen van afnemers die een zeer beperkt aantal uren (maximaal 600 uur) per jaar elektriciteit van het net afnemen. Dit wordt vormgegeven door de kW-component van het transporttarief op jaar- en maandbasis om te zetten naar een kW-component op weekbasis. De regeling geldt alleen voor afnemers aangesloten op tussen- of hoogspanning.

²² Brief van de Minister van Economische Zaken, Tweede kamer, vergaderjaar 2000-2001, 26 898 en 27 400 XIII, nr. 27.

H.3. Laatste ontwikkelingen

Met de liberalisering van zowel de gasmarkt als de elektriciteitsmarkt verandert er veel ten aanzien van de exploitatiekosten van WKK. De liberalisering zal naar verwachting het aantrekkelijke investeringsklimaat voor WKK temperen. Ten eerste is een aantal voorheen gebruikte stimuleringsmaatregelen niet meer toegestaan daar deze niet marktconform zijn. Een voorbeeld hiervan zijn de speciale lage gasprijzen die berekend werden aan WKK exploitanten, die als gevolg van de liberalisering afgeschaft kunnen worden. Ook worden in Nederland de (relatief gunstige) teruglevertarieven voor elektriciteit uit WKK, afgeschaft. De WKK wordt hiermee volledig afhankelijk gesteld van de prijsontwikkelingen op de energiemarkten afgezien van de stimulering die is genoemd in H.2. Als gevolg van de liberalisering zullen de gasprijzen voor de WKK-exploitanten vermoedelijk stijgen, terwijl de elektriciteitsprijzen zullen dalen. Dit reduceert de rentabiliteit van WKK aanzienlijk en daarmee het te verwachten potentieel op de korte tot middellange termijn.

Volgens de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid van het Ministerie van VROM (Juni 1999) zou WKK 5 tot 10 Mton bijdragen aan de totale CO₂-reductie voor 2010. Dit is gelijk aan 5 tot 10% van de totale CO₂-reductie afgesproken in de Kyoto doelstellingen. Gezien deze afspraken hecht de Nederlandse overheid veel waarde aan WKK als besparingsoptie en heeft daarom het stimuleringspakket beschreven in H.2 samengesteld. Dit stimuleringspakket dient er voor te zorgen dat de hoeveelheid WKK op korte termijn niet zal afnemen maar bij voorkeur zelfs zal toenemen. Voor de langere termijn (5-10 jaar) wordt verwacht dat de elektriciteitsprijzen zullen stijgen naar integrale kosten doordat de elektriciteitsmarkt minder gespannen zal zijn. De positie van WKK zal dan weer verbeteren.

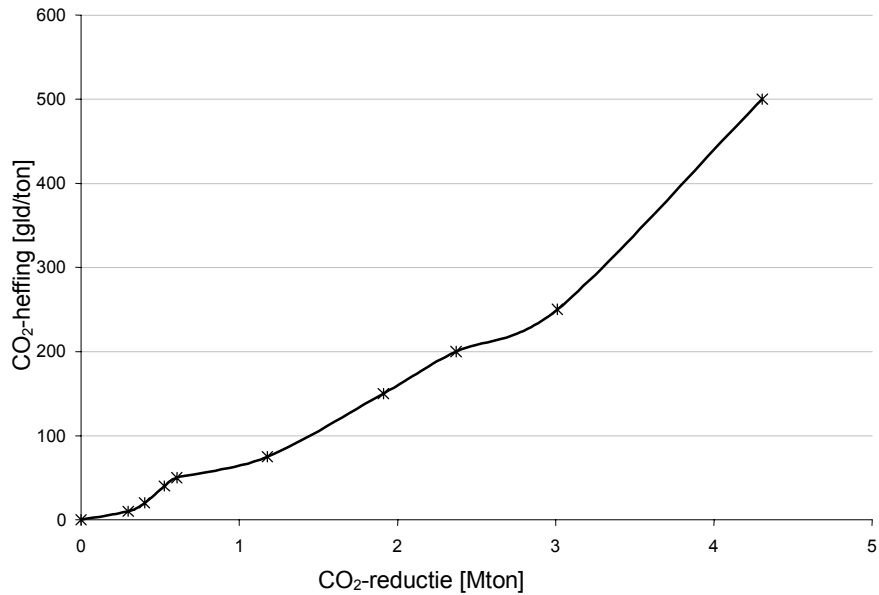
H.4. Kostencurve

Met behulp van de potentieelmodellen is vervolgens voor kleinschalige en voor grootschalige (industriële) WKK bepaald hoeveel extra warmtekrachtvermogen en daarmee extra CO₂-reductie plaatsvindt bij oplopende CO₂-heffingen. Deze resultaten worden gepresenteerd in de vorm van kostencurven.

Deze kostencurven zijn gemaakt voor de situatie waarin alle beleidsinstrumenten van kracht zijn zoals genoemd in H.3. Daarnaast zijn de kostencurve ook bepaald in een variant waarin de financiële beleidsinstrumenten worden weggelaten. Voor WKK betekent dit dat er geen REB wordt geheven op elektriciteit en gas. Ook de investeringssubsidies EIA en VAMIL zijn weggelaten, er wordt geen afdrachtskorting gegeven en de BSB is op nul gesteld.

H.4.1 Kostencurve met (bestaand) financieel beleid

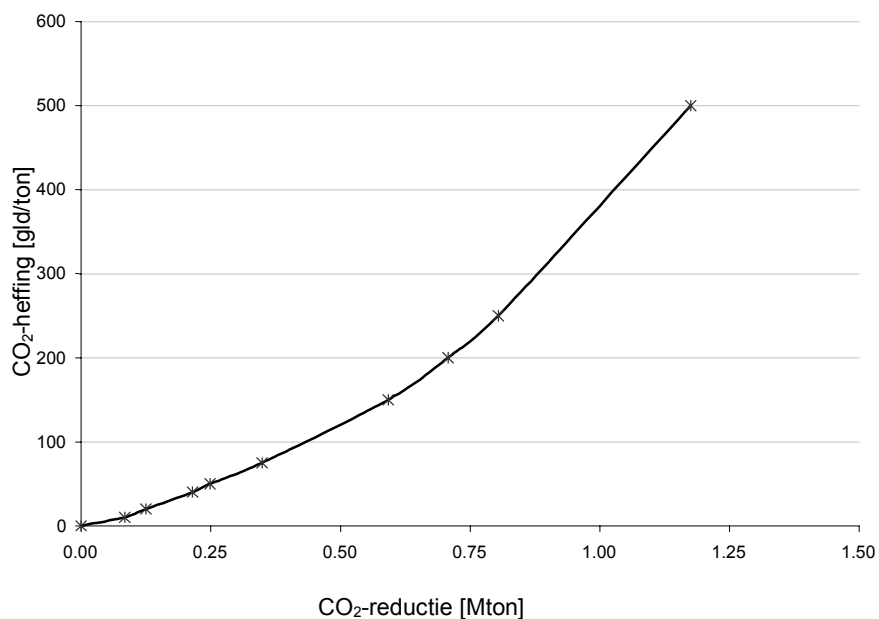
Figuur H.1 laat de marginale kostencurve zien voor CO₂-reductie door industriële WKK. Met industriële warmtekrachtkoppeling wordt WKK bedoeld voor stoomproductie benodigd voor grootschalige industriële processen.



Figuur H.1 *Marginale kostencurve voor CO₂-reductie door grootschalige warmtekracht met bestaand financieel beleid*

De kostencurve laat zien dat een hogere CO₂-prijs relatief steeds minder reductie oplevert. Dit effect is gecorreleerd aan de verhouding tussen de gasprijs en de elektriciteitsprijs. Een hogere CO₂-prijs staat gelijk aan een hogere verhouding tussen gas- en elektriciteitsprijs, toe wat een negatief effect heeft op de rentabiliteit van WKK. Deze toename neemt echter af bij een hogere CO₂-prijs. Deze kwadratische vorm is ook terug te vinden in de kostencurve.

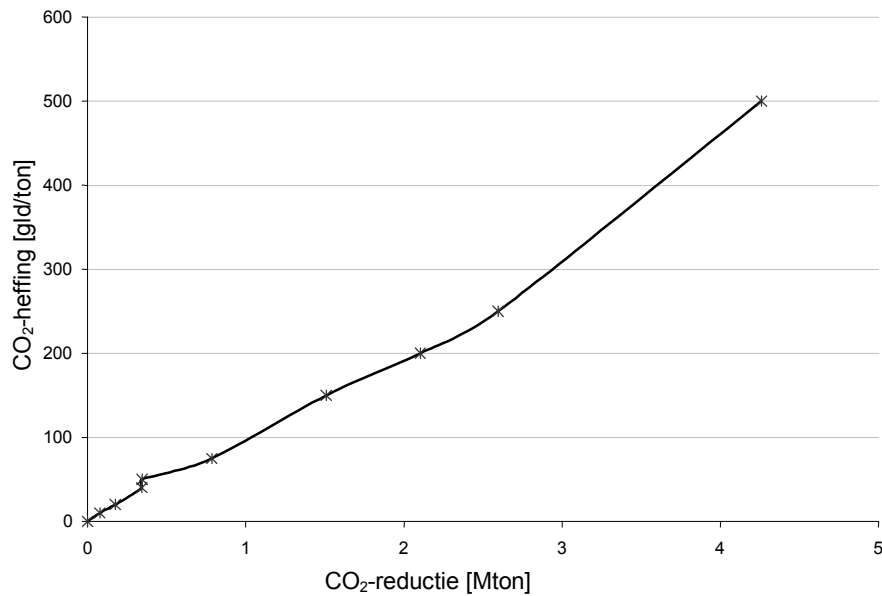
Figuur H2 laat de kostencurve zien van CO₂-reductie door kleinschalige warmtekracht. Bij deze kostencurve gaat dezelfde redenering op als bij grootschalige WKK.



Figuur H.2 *Marginale kostencurve voor CO₂-reductie door kleinschalige warmtekracht met bestaand financieel beleid*

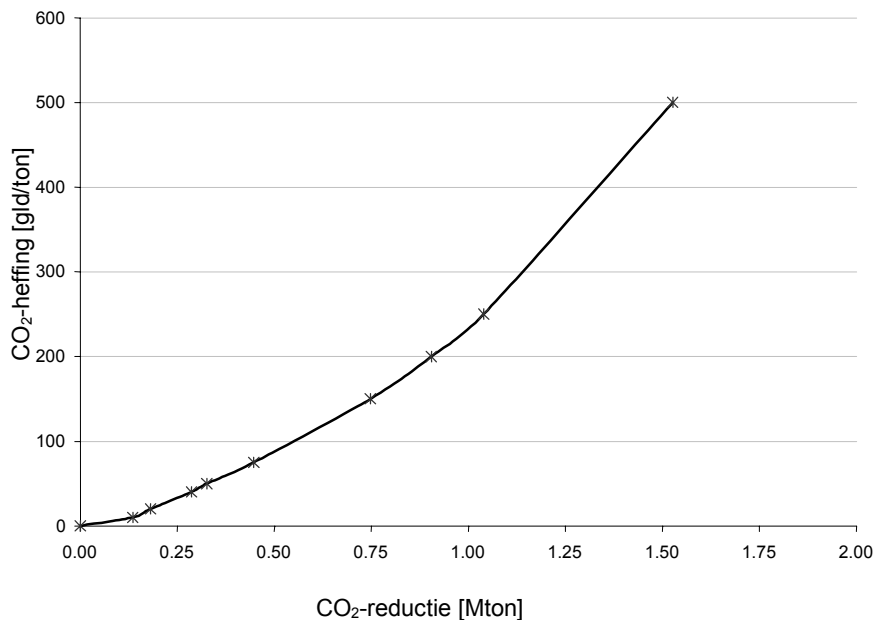
H.4.2 Kostencurven zonder financieel beleid

De kostencurven zonder bestaand financieel beleid laten dezelfde gevoeligheid zien ten opzichte van de gas- en elektriciteitsprijs.



Figuur H.3 *Marginale kostencurve voor CO₂-reductie door grootschalige warmtekracht zonder financieel beleid*

Figuur H.4 laat de marginale kostencurve voor CO₂-reductie door kleinschalige WKK zien. Hier is de conclusie tegengesteld aan die bij grootschalige WKK: de relatieve besparing is zonder financieel beleid groter dan met financieel beleid.



Figuur H.4 *Marginale kostencurve voor CO₂-reductie door kleinschalige warmtekracht zonder financieel beleid*

I. MARGINALE KOSTEN EN GEDRAG VAN ACTOREN

De hoofdvraag van de Commissie CO₂-handel is gericht op het verkrijgen van inzicht in de marginale kostencurven van maatregelen voor de afgeschermdde sectoren en exposed sectoren. Tevens wordt gevraagd in te gaan op de onzekerheden in de analyse. De onzekerheden kunnen enerzijds te maken hebben met de gebruikte data, anderzijds met de methode die is toegepast om tot kostencurven te komen. Het laatstgenoemde aspect wordt in deze bijlage tegen het licht gehouden.

De COOL-discussie (Hisschemöller et al, in voorbereiding, 2001) geeft aan dat de perceptie ten aanzien van het belang van kosten en kosteneffectiviteit verschilt per actor. Terwijl bij beleidsanalyses vaak kosteneffectiviteit als een van de belangrijkste criteria wordt gehanteerd (ratio overheerst), geven de ondernemingen (investeerders) aan dat andere factoren vaak prevaleren (de Groot, 1999). Gedrag van de investerende actoren, ingegeven door het feit dat rekening wordt gehouden met andere factoren dan kosten alleen, volgt daarmee per definitie niet de lijn van de homo-economicus.

Het gaat uiteindelijk om gedrag van sectoren en hoe beleidsprykkels dit gedrag beïnvloeden. In de gebruikte modellen worden de genoemde gedragsreacties meegenomen in een veelal geabstraheerde vorm als kentallen, prijselasticiteiten en -coëfficiënten. Historisch cijfermateriaal ligt ten grondslag aan de vaststelling van deze kentallen. Hier komt de eerste onzekerheid aan het licht: is het juist om ook voor prognose berekeningen gebruik te maken van empirisch vastgestelde kentallen? Er kan geen garantie worden gegeven dat een prijselasticiteit in de toekomst onveranderd zal blijven. Een tweede onzekerheid in de analyse is de vraag of gedragsreacties van sectoren voor conventionele prijsverhogingen van energie respectievelijk emissiehandel hetzelfde zijn. Met andere woorden, is het juist om emissiehandel in de analyse te behandelen als een energieheffing? In dit rapport is verondersteld dat gedragsreacties als gevolg van emissiehandel te vergelijken zijn met gedragsreacties als gevolg van heffingen (bij gelijk veronderstelde prijsprikkels), en dat de gebruikte modelparameters voor de toekomst constant gehouden worden.

Om de discussie over onzekere gedragsreacties en effecten te illustreren wordt hieronder ingegaan op andere dan kostenfactoren die een rol spelen in het proces van investeringsbeslissingen. Hoewel het kwantificeren van deze factoren moeilijk is, ligt hier een belangrijk deel van de huidige onzekerheden.

I.1. Energiebesparing bij bedrijven - motieven en barrières

In 1998 heeft de Vrije Universiteit Amsterdam (De Groot, 1999) een enquête onder Nederlandse bedrijven gehouden in de meest energie-intensieve sectoren (de exposed sectoren). De enquête bevatte vragen over de energiehuishouding van bedrijven, investeringen, de externe omgeving, interne bedrijfsvoering, adoptief gedrag met betrekking tot energiebesparende technologieën en de houding ten aanzien van energiebeleid in Nederland. De resultaten van de enquête worden in kwalitatieve termen besproken.

Investeringsgedrag

Een belangrijke constatering is dat het percentage investeringen van de totale investeringen gericht op energiebesparing in grote lijnen overeenkomt met het aandeel van de energiekosten in de totale kosten. De energie-efficiëntie van investeringen blijkt een gemiddeld wegend criterium in de investeringsbeslissing (het weegt niet significant meer of minder dan andere overwegin-

gen). In de nabije toekomst geven bedrijven een verwachte groei van het belang van energie-efficiëntie in het besluitvormingsproces.

Investeringsbeslissingen

Cruciaal is het gegeven dat bedrijven kennis (beter: gebrek eraan) aangeven als barrière om te kunnen investeren. 30% van de bedrijven geeft aan niet of nauwelijks op de hoogte te zijn van nieuwe technologieën, 20% heeft inzicht in beschikbare technologieën die bij andere bedrijven zijn geïnstalleerd. De resultaten van de enquête geven duidelijk aan dat grote en energie-intensieve bedrijven over significant meer kennis beschikken. Andersom geldt dus dat kleine en energie-extensieve bedrijven (sheltered sectoren) betrekkelijk weinig kennis in huis hebben. Dit is een constatering van groot belang: bij bedrijven die geen notie hebben van de technologische mogelijkheden zijn investeringen in energiebesparingsopties niet in beeld! Andere barrières die bedrijven opgeven zijn in volgorde van belangrijkheid:

- prioriteit van andere investeringen boven energiebesparingsinvesteringen,
- leeftijd/vervangingstermijn van huidige voorzieningen. Hoe minder energie-extensief de sector is, hoe meer dit aspect van belang is,
- energiekosten en -efficiëntie zijn niet belangrijk genoeg (huidige voorzieningen voldoen goed). Het blijkt dat de transactie- en perceptiekosten de besparingen op energiekosten overheersen,
- organisatorische beperkingen, deze overwegingen spelen niet of nauwelijks bij sheltered sectoren,
- onzekerheid over kwaliteit van het product of het proces,
- onzekerheid over de toekomst: wordt het product beter of goedkoper, hoe gaat het energie-beleid zich ontwikkelen?

I.2. Conclusies

Uit het voorgaande is een aantal conclusies te trekken. Ten eerste blijken energiebesparingsinvesteringen onderdeel te zijn van de 'normale' bedrijfsvoering, en niet anders behandeld te worden dan overige investeringen. Er is geen sprake van onder- of overwaardering van energie. Ten tweede blijft een groot deel van het besparingspotentieel onbenut, omdat niet altijd de kennis en kunde bij de bedrijven aanwezig is. Ten derde vergt het tijd en geld om zich de kennis en kunde eigen te maken. Bedrijven ervaren deze kosten soms als meer belastend dan dat het aan energiebesparingen kan opleveren.

Bovenstaande beschouwingen zijn gedaan vanuit de optiek van het bedrijf (of de investeerder). Deze benadering is gebruikt in het onderzoeksmodel MEI-energie (RIVM, 2001). In dit model is een combinatie gemaakt van een kwantitatief-economische afweging van technieken (op basis van een interne rentevoet benadering) en een kwalitatieve afweging van de overige barrières en prikkels die verbonden zijn aan de implementatie van technieken. De kwalitatief geoperationaliseerde barrières en prikkels zijn in 6 drijvende krachten onderverdeeld:

- financieel-economische sector situatie (investeringsruimte, afwentelingsmogelijkheden van kosten),
- marktdruk (de neveneffecten van de investering wat betreft productie en product),
- maatschappelijke druk: de mate waarin andere actoren dan overheid en investerende actor druk uitoefenen op de implementatie van energiebesparende technieken,
- kennisniveau: de kennis die bedrijven/sectoren hebben op het gebied van energiebesparingsopties,
- opstelling van de sector: de intrinsieke houding van de sector ten aanzien van milieu en energie en de waardering van de sector met betrekking tot het beleidsinstrumentarium dat van kracht is,
- complexiteit van de techniek: is de maatregel een standaardtechniek zonder veel risico's, moet het productieproces worden stilgelegd bij implementatie?

De barrières en prikkels kunnen ook in kostentermen worden uitgedrukt. De gepercipieerde kosten liggen over het algemeen aanzienlijk hoger dan de milieukosten van de voorziening zoals gedefinieerd in Methodiek Milieukosten (VROM, 1998). De volgende indeling van kosten²³ kan hierbij gehanteerd worden:

- Primaire milieukosten: de kosten die in eerste aanleg en direct worden gemaakt door de actor die de milieuvoorziening treft (VROM, 1998). Dit zijn de kosten die bijvoorbeeld in het Optiedocument zijn meegenomen bij de eindverbruikersbenadering.
- Kosten van neveneffecten: de kosten die onlosmakelijk samenhangen met de CO₂-optie die aan de orde is. Voorbeelden: productieverliezen of -baten, reistijdverliezen, andere neveneffecten bijvoorbeeld op het gebied van milieu of arbeidsomstandigheden.
- Transactiekosten: enerzijds kosten die voortvloeien uit tijdsbesteding (of uitbesteding) aan onderzoeken en het evalueren van alternatieven, anderzijds kosten die gemaakt moeten worden om het systeem te laten functioneren maar die op zich geen directe CO₂-reductie realiseren. Voorbeelden: fraudebestendige digitale gasmeter, econometer in auto's en administratieve verplichtingen.
- Perceptiekosten: de kosten die samenhangen met onzekerheden en risico's die verbonden zijn aan nieuwe alternatieven (voorbeelden: risico-inschattingen ten aanzien van waarschijnlijke prestatieverbeteringen en prijsdalingen in de nabije toekomst, economische- en energieprijzontwikkelingen, maar ook esthetische factoren en gepercipieerd verlies in kwaliteit en vrijheid spelen een rol.

Het is mogelijk dat een ander kostenplaatje ontstaat, zodat ook de preferentiecurve van technieken zich wijzigt.

Bij het opstellen van de kostencurven is gebruik gemaakt van alle bestaande kennis en inzichten over mogelijke maatregelen, kosten, vertragingen in de implementatie en gedrag van actoren. De onzekerheden over de te verwachten gedragsreactie bij de invoering van een systeem van verhandelbaarheid zijn echter aanzienlijk. Gebruikmakend van verschillende invalshoeken kunnen de genoemde onzekerheden wellicht worden verkleind.

De belangrijkste conclusie is dat de kostencurve voor een sector niet exact de preferenties van de sector hoeft weer te geven. Andere aspecten dan kosten spelen veelal een belangrijker rol. Om hier meer inzicht in te verkrijgen is nader onderzoek nodig.

I.3. Literatuur

Hisschemöller, M. et al (in voorbereiding, 2001): *Climate Options for the Long term (COOL)*. Nationale dialoog.

CSTM (in voorbereiding 2001): *Naar een model voor de analyse van de effecten van milieubeleid gericht op consumenten*. Enschede.

Groot, H.L.F. de, E.T. Verhoef, P. Nijkamp (1999): *Energiebesparing in het bedrijfsleven: besluitvorming, barrières en beleidseffectiviteit*. Paper, Amsterdam.

Wijk, J.J. van, R.F.M. Engelen, J.P.M. Ros (2001): *Model Effectiviteit Instrumenten - Energiebesparing Industrie (MEI-energie)*. RIVM rapport 778011004, Bilthoven

VROM (1998): *Kosten en baten in het milieubeleid, definities en berekeningsmethoden*. nr. 1998/6, Publicatiereeks milieustrategie, Den Haag.

²³ Deze indeling geldt ook voor de indeling van baten.