

MOGELIJKHEDEN VOOR CO₂-REDUCTIE IN 2020

M. Beeldman
A.W.N. van Dril
H. Jeeninga
P.R. Koutstaal
P. Kroon
T.J. de Lange
M. Menkveld
J.R. Ybema

Verantwoording

Deze studie is uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Volksgezondheid, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer. Het betreft een studie naar de mogelijkheden en consequenties van een vergaande CO₂-reductiedoelstelling in het jaar 2020. De studie staat bij ECN geregistreerd onder de projectnummers 7.7114 en 7.7140.

Abstract

This report describes the results of an outlook for the possibilities and consequences of strong CO₂-reduction targets for the year 2020. Starting point for this study was a total reduction of greenhouse gasses in 2020 compared to 1990 of 35%. Compared to the Global Competition scenario of the Long Term Outlooks 1995-2020 this means a necessary reduction of 95 Mton CO₂. The possibilities for CO₂-reduction have been determined by means of two variants. In the first variant the government is regarded as the main actor in dealing with the climate problem. Regulation and subsidies are the most important instruments in this variant, supported by a doubling of the regulating energy tax. In the second variant the climate problem is regarded as a problem of the complete society. The role of the government is limited to establishing the conditions under which the market is able to reach the necessary reduction in a cost effective way. Besides a quadrupling of the regulating energy tax in this variant, a system of emission reduction certificates is introduced.

The outlooks show that this amount of CO₂-reduction can only be established by means of so called backstop technologies as import of biomass, CO₂-disposal, import of renewable electricity/nuclear energy. In both variants more than half of the necessary reduction is reached by these backstop technologies. In the variant with a lot of regulation the contribution of energy savings is higher, while in the other variant the role of backstop technologies is bigger.

The total costs of both variants vary between 6 and 10 billion guilders per year. Regarding the uncertainties of the potentials and costs of especially the backstop technologies the differences between both variants in costs are comparable. The division of costs between different sectors differs significantly between both variants. In the variant with a lot of regulation the costs for the end use sectors are nearly the same as in the GC scenario, while the budget of the government is almost the same as the total costs. In the variant with the reduction certificates the government receives a net income, while the end use sectors pay much more for their energy due to the quadrupling of the energy tax.

INHOUD

| | |
|---|----|
| 1. INLEIDING | 11 |
| 2. CO ₂ -EMISSIE IN DE REFERENTIESCENARIO'S IN RELATIE TOT DE REDUCTIEDOELSTELLING | 13 |
| 3. TECHNISCH POTENTIEEL CO ₂ -REDUCTIE | 15 |
| 3.1 Berekende technische reductiepotentiëlen | 15 |
| 4. DE ROL VAN BACKSTOP-TECHNIEKEN | 17 |
| 4.1 Inleiding | 17 |
| 4.2 Backstop-technieken | 17 |
| 4.2.1 Mogelijke marktpenetratie van backstop-technieken | 18 |
| 4.2.2 Kosten van backstop-technieken | 21 |
| 4.2.3 Volgorde van inzet backstop-technieken | 23 |
| 5. RESULTATEN STURINGSVARIANT | 25 |
| 5.1 Huishoudens en woningen | 25 |
| 5.2 Diensten en overheid | 27 |
| 5.3 Industrie en land-en tuinbouw | 28 |
| 5.4 Transport | 29 |
| 5.5 Elektriciteitssector | 30 |
| 5.6 Emissiereductie per sector | 31 |
| 5.6.1 Eindverbruikers | 31 |
| 5.6.2 Elektriciteitssector | 32 |
| 5.7 Backstop-technieken | 33 |
| 5.7.1 Backstop-opties in de elektriciteitssector | 33 |
| 5.7.2 Overige backstop-opties | 35 |
| 5.8 Kosten CO ₂ -reductie in 2010 | 36 |
| 5.8.1 Kosten voor eindverbruikers | 36 |
| 5.8.2 Kosten in de elektriciteitsvoorziening | 39 |
| 5.8.3 Kosten voor de overige backstop-technieken | 41 |
| 5.8.4 Totaal kostenoverzicht | 41 |
| 5.9 Kosten CO ₂ -reductie in 2020 | 42 |
| 5.9.1 Kosten voor eindverbruikers | 42 |
| 5.9.2 Kosten in de elektriciteitsvoorziening | 45 |
| 5.9.3 Kosten voor de overige backstop-technieken | 46 |
| 5.9.4 Totaal kostenoverzicht | 47 |
| 6. RESULTATEN MARKTVARIANT | 49 |
| 6.1 Huishoudens | 49 |
| 6.2 Diensten en overheid | 50 |
| 6.3 Industrie en land- en tuinbouw | 51 |
| 6.4 Transport | 52 |
| 6.5 Elektriciteitssector | 53 |
| 6.6 Emissiereductie per sector | 53 |
| 6.6.1 Eindverbruikers | 53 |

| | |
|---|-----|
| 6.6.2 Elektriciteitssector | 54 |
| 6.7 Backstop-technieken | 55 |
| 6.7.1 Backstop-opties in de elektriciteitssector | 56 |
| 6.7.2 Overige backstop-opties | 57 |
| 6.8 Kosten in 2010 | 58 |
| 6.8.1 Kosten voor eindverbruikers | 59 |
| 6.8.2 Kosten in de elektriciteitsvoorziening | 61 |
| 6.8.3 Kosten voor de overige backstop-technieken | 62 |
| 6.8.4 Totaal kostenoverzicht | 63 |
| 6.9 Kosten marktvariant in 2020 | 65 |
| 6.9.1 Kosten voor eindverbruikers | 65 |
| 6.9.2 Kosten in de elektriciteitsvoorziening | 67 |
| 6.9.3 Kosten voor de overige backstop-technieken | 69 |
| 6.9.4 Totaal kostenoverzicht | 69 |
| 7. VERHANDELBARE CO ₂ -REDUCTIECERTIFICATEN | 73 |
| 7.1 Definitie van de certificaten | 73 |
| 7.2 Ontwikkeling van de certificaten markt | 74 |
| 7.3 Prijsvorming op de certificaten markt, resultaten marktvariant | 75 |
| 7.4 Het creëren van certificaten | 75 |
| 7.5 Toezicht en controle | 79 |
| 7.6 Consequenties van andere beleidsmaatregelen voor het certificaten systeem | 80 |
| 7.7 Conclusies en discussiepunten | 80 |
| 8. ANALYSE, CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN | 83 |
| BIJLAGE 1 UITGANGSPUNTEN KOSTENEFFECTIVITEITBEREKENING | 89 |
| BIJLAGE 2 PRIJSVORMING CERTIFICATEN | 97 |
| REFERENTIES | 101 |

SAMENVATTING

Missie

ECN heeft in februari 1997 in opdracht van het ministerie van VROM globaal geanalyseerd hoe een Nederlandse CO₂-reductie van 10% in 2010 zou kunnen worden ingevuld en wat de daarbij behorende kosten waren. In dit rapport wordt een verkenning gedaan naar de mogelijkheden en gevolgen van vergaande CO₂-reductiedoelstellingen op een wat langere termijn (2020). Voor de te behalen reductie van de CO₂-uitstoot is uitgegaan van 32% reductie van broeikasgassen in 2020 ten opzichte van het 1990 niveau. De benodigde CO₂-reductie ten opzichte van het Global Competiti-on-scenario (GC) in 2020 bedraagt daarmee 95 Mton (41%). Voor de niet-CO₂ broeikasgassen zijn in overleg met de opdrachtgever exogene schattingen ingezet. Het GC-scenario is gekozen vanuit de optiek van een 'worst case' situatie. Het kent namelijk met een hoge economische groei en relatief weinig internationale sturingsmogelijkheden de hoogste CO₂-uitstoot. Er mag vanuit worden gegaan dat een succesvol beleid volgens GC-varianten ook bij een ontwikkeling conform de andere scenario's voldoende reductie zal geven. Andere belangrijke randvoorwaarden zijn, dat zo min mogelijk schade ontstaat voor de internationale concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven. De verkenning is uitgevoerd met behulp van twee varianten, een sturingsvariant en een marktvariant.

In de sturingsvariant is een centrale rol weggelegd voor de overheid bij de aanpak van het klimaatprobleem. Er bestaat maatschappelijk draagvlak voor vergaande emissiereductie, maar de overheid wordt gezien als de partij die de initiatieven dient te nemen. In de marktvariant wordt het klimaatprobleem beschouwd als een milieuprobleem, dat de samenleving als geheel moet oplossen. De rol van de overheid is beperkt. Er bestaat maatschappelijk draagvlak voor vergaande emissiereducties. Onder door de overheid geschapen randvoorwaarden dient de markt op kosteneffectieve wijze de benodigde emissiereductie te bereiken.

Sturingsvariant

In de sturingsvariant vormt regelgeving het meest geëigende instrument om energiebesparing en vergaande CO₂-reductie te bereiken, ondersteund door een verdubbeling en verbreding van de Regulerende EnergieBelasting (REB). Voorbeelden van normering zijn aanscherping van de Energieprestatienorm (EPN) voor woningen/gebouwen, de introductie van de EnergiePrestatie voor een Locatie (EPL), normen voor energie-intensieve teelten in de glastuinbouw, duurzaamheidseisen aan de groei van de basisindustrie en verlaging van de snelheidslimieten in het verkeer. Verder worden diverse technologieën, zowel bij de vraagsectoren als bij het aanbod gestimuleerd door brede subsidieregelingen.

Marktvariant

In de marktvariant wordt de financiële prikkel om te besparen voor de sheltered sectoren (sectoren die niet/weinig gevoelig zijn voor internationale concurrentieverhoudingen) sterk vergroot door een verviervoudiging van de REB, gecombineerd met een verbreding van de heffingsgrondslag. De opbrengst van de REB wordt gedeeltelijk benut voor een systeem van CO₂-reductiecertificaten voor de exposed sectoren en de

aanbodsector. Deze sectoren ontvangen, indien zij CO₂ reduceren, onder bepaalde voorwaarden de waarde van de verviervoudigde REB (*f* 216 per ton).

Uitgangspunten inputgegevens

In deze studie wordt een grote rol voorzien voor de backstop-opties. Bij deze technieken gelden nog vele onzekerheden ten aanzien van potentiële en kosten. De resultaten ten aanzien van deze technieken dienen daarom met de nodige voorzichtigheid te worden gehanteerd. Niet alleen voor de backstop-technieken maar ook ten aanzien van besparingen en duurzame energie geldt dat nieuwe (on)mogelijkheden ten aanzien van kosten/rendementen/potentiële duidelijk worden bij implementatie van zo'n stringent CO₂-beleid, al mag verwacht worden dat deze onzekerheden van een duidelijk lagere orde van grootte zijn dan die voor de backstop-technieken. Bij de berekeningen is slechts beperkt rekening gehouden met de stimulans voor technologieontwikkeling die ontstaat bij een dergelijk CO₂-reductiebeleid. Het gaat hierbij zowel om het goedkoper/efficiënter worden van bestaande technologie alsmede het beschikbaar komen van nieuwe (nu nog niet bekende) technologie.

CO₂-reductie

In de verkenningen is bepaald in welke mate met de gegeven beleidsinstrumenten besparingen in de eindverbruikssectoren worden gerealiseerd, vervolgens is onderzocht welke maatregelen bij het aanbod noodzakelijk zijn om 95 Mton CO₂-reductie ten opzichte van het GC-scenario in 2020 te bereiken. Onderstaande tabel toont de resultaten.

Tabel 0.1 *Reducties CO₂-emissie ten opzichte van Global Competition*

| Mton CO ₂ | 2010 | | 2020 | |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Sturing | Markt | Sturing | Markt |
| Huishoudens | 7,6 | 6,0 | 10,2 | 6,7 |
| Diensten en overheid | 2,4 | 2,6 | 3,9 | 3,9 |
| Industrie | 8,3 | 7,4 | 13,8 | 11,7 |
| Land/tuinbouw | 2,1 | 0,7 | 1,9 | 1,1 |
| Transport | 2,7 | 0,3 | 6,4 | 0,7 |
| Elektriciteit | 6,2 | 6,7 | 1,6 | 1,9 |
| CO ₂ -opslag, raff/kunstmest | 4,0 | 4,0 | 8,0 | 8,0 |
| CO ₂ -opslag, elek. centrales | 9,2 | 9,0 | 28,8 | 28,5 |
| Biomassa-ondervuring | 1,5 | 3,0 | 6,5 | 11,0 |
| Biomassa-transport | 1,5 | 3,0 | 14,0 | 19,0 |
| Import | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,6 |
| <i>Totaal</i> | <i>45</i> | <i>43</i> | <i>95</i> | <i>95</i> |

In beide varianten lijkt de gehanteerde doelstelling van 35% reductie ten opzichte van 1990 theoretisch haalbaar. In de sturingsvariant blijkt onder invloed van vooral de regelgeving en normering bij de eindverbruikers meer bespaard te worden dan in de marktvariant. Als gevolg hiervan is het aantal en de omvang van de maatregelen in de aanbodsector in de marktvariant duidelijk groter. De stimulansen voor deze sector zijn in de marktvariant door het systeem van reductiecertificaten ook groter dan in de sturingsvariant.

De reductie in 2010 komt overeen met een lichte daling (1%) van de CO₂-emissie ten opzichte van de temperatuur-gecorrigeerde emissie in 1990.

Groot beroep op backstop-technologie

Bij dergelijke emissiereducties zijn energiebesparing, duurzame energie en brandstofsubstitutie niet toereikend. Er dient dus een beroep te worden gedaan op de zgn. backstop-opties. De belangrijkste opties in dit kader zijn CO₂-afvang, import van biomassa, import van duurzame elektriciteit en inzet van (geïmporteerde) kernenergie. Afhankelijk van de doorgekende variant wordt 55% tot 70% van de reductie in 2020 bereikt door de inzet van backstop-technieken. De keuze voor bepaalde technieken wordt hierbij niet alleen bepaald door de kosteneffectiviteit, maar ook door de concurrentie op bepaalde toepassingsgebieden, publieke acceptatie, etc. Zo bestaan er voor elektriciteit relatief veel mogelijkheden om te komen tot (vrijwel) CO₂-loze opties, terwijl voor ondervuring en de transportsector de mogelijkheden beperkter zijn. Vanuit dit oogpunt is er voor gekozen biomassa vooral in te zetten in laatstgenoemde sectoren, terwijl CO₂-verwijdering de meest gekozen optie is bij elektriciteitsopwekking. De keuze voor CO₂-verwijdering (en niet voor kernenergie) is voornamelijk gebaseerd op de huidige situatie ten aanzien van publieke acceptatie. In de toekomst zal moeten blijken hoe de afweging van de voor- en nadelen van beide opties uitpakt. Opties voor toepassing van waterstof kennen nu nog hoge kosten. Daarom wordt er voor de hier beschouwde termijn slechts een geringe bijdrage voorzien voor waterstof. Op langere termijn kent deze optie wel grotere potentiëlen.

Effect op uitgaven en inkomsten voor de sectoren en voor de overheid

Tabel 0.2 geeft een indicatieve schatting van het effect op de energierekening voor de verschillende sectoren. Dit effect is de resultante van enerzijds de verhoging van de heffing en anderzijds de kosten en opbrengsten die gepaard gaan met de extra kosten/opbrengsten van de te treffen reductiemaatregelen in beide varianten. Tevens staat in tabel 0.2 aangegeven hoe groot de netto geldstromen zijn tussen de overheid en de betreffende sector. Dit bedrag is een resultante van betaalde heffing, ontvangen subsidies, opbrengsten van reductiecertificaten. Een negatief getal duidt hierbij op een netto stroom van de betreffende sector naar de overheid, bij een positief getal is dit juist andersom.

Tabel 0.2 *Uitgaven aan energie in de sturingsvariant*

| [mld f/jaar] | 2010 | | 2020 | |
|---|--------|-----------|--------|-----------|
| | Sector | Overheid | Sector | Overheid |
| Huishoudens | 3,3 | -1,9 | 1,5 | -1,6 |
| Diensten en overheid | 1,9 | -1,4 | 2,2 | -1,9 |
| Industrie | 0,4 | -0,3 | -0,3 | 1,0 |
| Land/tuinbouw | -0,2 | -0,1 | -0,2 | -0,1 |
| Transport | -1,5 | 1,0 | -3,2 | 2,5 |
| <i>Subtotaal eindverbruikers</i> | 3,8 | -2,7 | 0,0 | -0,1 |
| Elektriciteit | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,8 |
| CO ₂ -opslag, raff/kunstmest | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,2 |
| CO ₂ -opslag, elek. centrales | 0,0 | 1,1 | 0,0 | 3,5 |
| Biomassa-ondervuring | 0,0 | 0,2 - 0,4 | 0,0 | 1,0 - 1,6 |
| Biomassa-transport | 0,0 | 0,2 - 0,3 | 0,0 | 2,1 - 3,1 |
| Import | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| <i>Totaal</i> | 3,8 | -0,3 - 0 | 0,0 | 6,5 - 8,0 |
| - vv sectoren met netto stijging van de uitgaven | 6,6 | | 3,7 | |
| <i>Totaal</i> | | 3,5 - 3,8 | | 6,5 - 8,0 |

De totale kosten stijgen in de sturingsvariant tot circa 4 miljard in 2010 en 7 tot 8 miljard in 2020. In 2010 zijn de inkomsten en uitgaven voor de overheid ongeveer even groot (dit betekent dat de extra heffingsopbrengst volledig wordt besteed aan subsidies voor energiebesparing of maatregelen bij het aanbod), in 2020 zijn de opbrengsten en kosten voor de eindverbruikers vrijwel even groot. In dat jaar bedragen de uitgaven van de overheid echter 6,5 tot 8 miljard.

Tabel 0.3 *Uitgaven aan energie in de marktvariant*

| [mld f/jaar] | 2010 | | 2020 | |
|---|-------------|-------------|------------|-------------|
| | Sector | Overheid | Sector | Overheid |
| Huishoudens | 5,2 | -5,9 | 4,0 | -6,2 |
| Diensten en overheid | 4,7 | -3,7 | 6,3 | -5,8 |
| Industrie | 2,0 | -1,4 | 1,2 | -0,9 |
| Land/tuinbouw | 0,1 | -0,3 | 0,1 | -0,3 |
| Transport | 2,6 | -2,6 | 2,7 | -2,8 |
| <i>Subtotaal eindverbruikers</i> | 14,6 | -13,9 | 14,3 | -16,0 |
| Elektriciteit | -0,7 | 1,7 | 0,0 | 1,2 |
| CO ₂ -opslag, raff/kunstmest | -0,7 | 0,8 | -1,4 | 1,6 |
| CO ₂ -opslag, elek. centrales | -0,9 | 1,8 | -2,3 | 5,6 |
| Biomassa-ondervuring | -0,3 - 0,1 | 0,6 | -0,6 - 0,5 | 2,2 |
| Biomassa-transport | 0,0 | 0,4-0,6 | 0,0 | 2,8 - 4,3 |
| Import | 0,0 | 0,0 | -0,3 | 0,5 |
| <i>Totaal</i> | 12,0 - 12,4 | -8,4 - -8,6 | 9,5 - 10,5 | -0,7 - -2,1 |
| - vv sectoren met netto stijging van de uitgaven | 14,6 | | 14,3 | |
| <i>Totaal</i> | | 3,4 - 4,0 | | 7,4 - 9,8 |

De kosten van de CO₂-reductie in 2020 zijn in tabel 0.3 weliswaar iets hoger, maar gelet op de onzekerheid van dezelfde orde van grootte als in de sturingsvariant. Wel is de onzekerheid door het grotere aandeel backstop-technieken groter. De kosten zijn ongeveer gelijk ondanks het feit dat de gekozen maatregelen en opties op diverse punten verschillen. De verdeling van de kosten verschilt wel sterk tussen beide varianten. In de sturingsvariant, 2020, zijn de eindverbruikers vrijwel even duur uit als in het referentiescenario, maar dienen de CO₂-reducties in het aanbod hoofdzakelijk te worden gefinancierd vanuit de overheid. In de marktvariant betalen de eindverbruikers duidelijk meer voor energie als gevolg van de verhoogde heffingen (in totaal zo'n 14 miljard), maar hieruit worden tevens, zonder overheidsbijdrage uit de algemene middelen, maatregelen bij het aanbod gefinancierd.

In 2010 is de reductie in de sturingsvariant groter (tabel 0.1) dan in de marktvariant, de kosten zijn vergelijkbaar. De belangrijkste oorzaak hiervoor zijn de besparingen in de transportsector in de sturingsvariant. In de marktvariant wordt minder bespaard bij eindverbruikers (waardoor ook de kosten van de besparingen lager liggen), maar wordt een grotere bijdrage van aanbodmaatregelen voorzien. Omdat een groot gedeelte van deze aanbodmaatregelen pas tussen 2010 en 2020 wordt geïmplementeerd nemen in die periode de kosten relatief sterk toe.

De hogere kosten van besparingen in de sturingsvariant liggen vooral in de gebouwde omgeving. De besparingen die worden bereikt door verscherping van EPN en de introductie van de EPL verdienen zichzelf niet volledig terug. In de marktvariant wordt een gedeelte van deze maatregelen genomen onder invloed van de verviervoudiging van de heffing. De penetratie van opties met kosten tot f 200 per ton, zoals bijvoorbeeld zonneboilers, stijgt in de marktvariant dan ook ten opzichte van het referentiescenario. Deze stijging is echter niet zo groot als in de sturingsvariant onder invloed van de EPN/EPL gebeurt. Ten slotte dient bedacht te worden, dat de kosten van het verlies aan comfort/gemak niet in de kostenoverzichten zijn opgenomen. Dit is vooral van toepassing op opties als langzamer rijden, verlaging gebruiksintensiteit en verminderde penetratie van apparaten, etc.

Bij de hier gekozen uitgangspunten genereert het systeem van reductiecertificaten voor de aanbodsector een winst van enkele miljarden per jaar (af te leiden uit de negatieve getallen die bij de marktvariant in de sectorkolom naar voren komen). Bij de macro-economische doorrekening door het CPB is met een variant van het hier beschreven certificatenstelsel gerekend, waarin deze winst wordt beperkt. Overigens is in de sturingsvariant verondersteld, dat de subsidies in de aanbodsector zodanig zijn, dat hiermee exact de onrendabele top kan worden gefinancierd en dat er geen free-rider effecten optreden. Het is de vraag in hoeverre dit voldoende stimulans voor de betrokken partijen is om de beschreven maatregelen te treffen. Het systeem van handelbare reductiecertificaten is een nieuw concept. In deze studie is een eerste aanzet gegeven tot de toepassing van dit systeem. Er zijn echter nog vele facetten die nader onderzoek behoeven.

Conclusie ten aanzien van varianten

Op basis van de kosten valt er geen duidelijke voorkeur uit te spreken voor één van beide varianten. Het is meer de keuze in hoeverre de overheid sturend wil optreden bij vergaande CO₂-reductie, dan wel het aan de markt wil overlaten. In de sturingsvariant

zal innovatie meer wordt gestimuleerd door het stellen van strenge normen, in de marktvariant meer door financiële prikkels. Het is de vraag in hoeverre deze verschillende vormen van stimulering verschil in effect sorteren op technologieontwikkeling. Het gaat hierbij zowel om het goedkoper/efficiënter worden van bestaande technologie alsmede het beschikbaar komen van nieuwe technologie. Voor alle maatregelen geldt echter, dat onderzocht zal moeten worden in hoeverre zij passen binnen de bestaande Europese regelgeving, dan wel dat kleine/grote aanpassingen nodig zijn.

1. INLEIDING

Als voorzitter van de EU-ministerraad heeft Nederland begin 1997 een voorstel uitgebracht voor een reductie van de Europese CO₂-uitstoot met 15% in 2010 ten opzichte van 1990. Het ministerie van VROM heeft hiertoe in februari het ECN verzocht globaal te analyseren hoe deze reductie zou kunnen worden ingevuld en wat de daarbij behorende kosten waren. Voor Nederland is het ook van belang om te weten wat de mogelijkheden en gevolgen van vergaande reductiedoelstellingen op een wat langere termijn (2020). In de Vervolgnota Klimaatverandering is daartoe een verkenning aangekondigd naar de mogelijkheden om in Nederland een reductie van 1 à 2% per jaar van de broeikasgasemissies te bereiken. In dat kader heeft het Ministerie van VROM het ECN verzocht twee varianten op de LangeTermijn-scenario's door te rekenen, waarmee een vergaande CO₂-reductie op langere termijn wordt verkend.

Voor de te behalen emissiereductie van broeikasgassen is uitgegaan van 32% reductie in 2020 ten opzichte van het 1990 niveau. De doorgerekende varianten zijn beide gebaseerd op het scenario Global Competition (GC). Het GC-scenario is gekozen vanuit de optiek van een 'worst case' situatie. Het GC-scenario kent namelijk met een hoge economische groei en relatief weinig internationale sturingsmogelijkheden de hoogste CO₂-uitstoot. Er mag vanuit worden gegaan dat een succesvol beleid volgens GC-varianten ook bij een ontwikkeling conform de andere scenario's voldoende reductie zal geven.

De mogelijkheden voor CO₂-reductie zijn verkend in 2 varianten, een sturingsvariant en een marktvariant. In de sturingsvariant is een centrale rol weggelegd voor de overheid bij de aanpak van het klimaatprobleem. Er bestaat maatschappelijk draagvlak voor vergaande emissiereductie, maar de overheid wordt gezien als de partij die de initiatieven dient te nemen. In de marktvariant wordt het klimaatprobleem beschouwd als een milieuprobleem, dat de samenleving als geheel moet oplossen. De rol van de overheid is beperkt. Er bestaat maatschappelijk draagvlak voor vergaande emissiereducties. Onder door de overheid geschapen randvoorwaarden dient de markt op kosteneffectieve wijze de benodigde emissiereductie te bereiken.

Hoofdstuk 2 gaat in op de overall reductiedoelstelling en wat dit betekent voor de reductie van de CO₂-emissie in het GC-scenario. Om een beeld te krijgen van de maximaal haalbare CO₂-reductie wordt in hoofdstuk 3 ingegaan op de technische potentielen voor CO₂-reductie in de verschillende sectoren volgens Ecofys. Gelet op de grote rol, die in de varianten wordt voorzien voor backstop-technieken, wordt hier in hoofdstuk 4 wat uitgebreider bij stilgestaan. In hoofdstuk 5 wordt ingegaan op de sturingsvariant, de ingezette instrumenten per sector, de bereikte CO₂-reductie, de kosten voor de sectoren en de effectiviteit van de maatregelen. In hoofdstuk 6 wordt ditzelfde gedaan voor de marktvariant. Hoofdstuk 7 geeft een nadere beschrijving van het systeem van verhandelbaar reductiecertificaten, zoals dat in de marktvariant is geïntroduceerd. In hoofdstuk 7 worden de verschillen tussen de twee scenario's geanalyseerd en worden conclusies gepresenteerd, gecombineerd met aanbevelingen voor nader onderzoek. In bijlage 1 wordt een gedeelte van de kwantitatieve modelresultaten voor zowel het referentiescenario als de beide varianten gepresenteerd.

2. CO₂-EMISSIE IN DE REFERENTIESCENARIO'S IN RELATIE TOT DE REDUCTIEDOELSTELLING

De LT-verkenningen worden uitgevoerd door de drie onderzoeksinstituten: CPB, ECN en RIVM met medewerking van AVV, CBS en RPD. Voor de LT-verkenningen zijn door het CPB drie sociaal-economische scenario's ontwikkeld; deze zijn op onderdelen verder ingevuld met medewerking van de andere instituten. Hierbij zijn de begin 1997 vastgestelde beleidsinstrumenten ingezet, zoals de Regulerende energiebelasting (REB) en de regeling investeringsaftrek voor energiebesparing.¹ Enkele belangrijke veronderstellingen van de drie referentiescenario's worden hieronder weergegeven

Tabel 2.1 *Hoofd scenarioveronderstellingen van de referentiescenario's*

| Variabelen | Global Competition (GC) | European Coordination (EC) | Divided Europe (DE) |
|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------|------------------------|
| Marktwerking | veel, vrij | veel, gestuurd | beperkt |
| Groei BBP [%/jr] | 3,3 | 2,7 | 1,5 |
| Energieprijs 2020 [\$ /vat] | 26,0 | 15,1 | 20,0 |

In de vierde Nationale Milieuverkenning (1997-2020) heeft RIVM de totale verwachte broeikasgasemissies gepresenteerd, zowel voor de historische jaren 1990 en 1995, als voor de scenario's. Tabel 2.2 toont de gerealiseerde emissie van CO₂ in 1990, 1995, alsmede de uitkomsten voor de drie scenario's. In de laatste regel van de tabel is de totale broeikasgasemissie opgenomen.

Tabel 2.2 *CO₂-emissie per sector + emissie lachgas/methaan*

| [Mton CO ₂ -equivalenten] | 1990 | 1995 | 2010 | | | 2020 | | |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | | DE | EC | GC | DE | EC | GC |
| Huishoudens | 22 | 22 | 22 | 23 | 23 | 21 | 22 | 23 |
| Industrie | 44 | 44 | 42 | 45 | 47 | 42 | 48 | 55 |
| Diensten en overheid | 9 | 10 | 8 | 11 | 12 | 8 | 13 | 15 |
| Landbouw | 9 | 9 | 9 | 14 | 14 | 8 | 15 | 16 |
| Bouw | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Transport | 29 | 32 | 34 | 37 | 38 | 36 | 43 | 47 |
| Energiebedrijven | 41 | 46 | 52 | 50 | 53 | 48 | 53 | 51 |
| Raffinage | 10 | 12 | 14 | 16 | 17 | 14 | 17 | 10 |
| Afvalverwijdering | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Overig | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| <i>Totaal CO₂</i> | <i>168</i> | <i>180</i> | <i>187</i> | <i>202</i> | <i>210</i> | <i>183</i> | <i>217</i> | <i>233</i> |
| Incl. overige | 223 | 237 | 234 | 252 | 259 | 232 | 271 | 286 |

Het uitgangspunt voor de te bereiken reductie is een emissiereductie van broeikasgasen van 2% per jaar voor de periode 2000 tot 2020. Voor de emissie in het jaar 2000

¹ Hierin zijn het NMP3, de voorstellen zoals gepresenteerd in de Energiebesparingsnota en de tweemaal 750 miljoen subsidie (waaronder het CO₂-reductieplan) nog niet opgenomen.

word uitgegaan van een emissieniveau van 225 Mton CO₂-equivalenten. Dit komt ongeveer overeen met stabilisatie van alle broeikasgassen voor 1990/1995.

Uitgaande van een reductie van 2% per jaar vanaf 2000 is het doel van de klimaatverkenning een toegestane emissie van 150 Mton in 2020. Dit doel komt overeen met een reductie van broeikasgassen van 32% in 2020 ten opzichte van het referentieniveau volgens het Kyoto-protocol. Het referentieniveau bedraagt 219 Mton CO₂-eq. en is gebaseerd op de actuele emissies van het CO₂, methaan en lachgas in 1990 en van de fluorverbindingen in 1995, zie hiervoor tabel 2.3.

Tabel 2.3 *Referentieniveau van broeikasgasemissies volgens het Kyoto-protocol*

| | Jaar | Referentieniveau Kyoto-protocol [Mton CO ₂ -eq.] |
|-------------------|------------------|--|
| CO ₂ | 1990 | 161,4 ² |
| Methaan | 1990 | 27,1 |
| Lachgas | 1990 | 19,8 |
| Fluorverbindingen | 1990 | 10,6 |
| <i>Totaal</i> | <i>1990/1995</i> | <i>218,9</i> |

De prognose van de emissie bedraagt 286 Mton CO₂-eq. in 2020 in het GC-scenario. Het beleidstekort is derhalve 136 Mton CO₂-eq. Er is verondersteld dat via reducties in het buitenland (Joint Implementation, Clean Development Mechanism, bosaanplant en trading) een beperkt deel - namelijk 10% van het referentieniveau, 23 Mton CO₂-eq., wordt bereikt. Gebaseerd op andere studies wordt verondersteld dat via overige broeikasgassen en bosaanplant een reductie van 18 Mton CO₂-eq. valt te bereiken. Daarmee resteert een beleidsopgave voor CO₂-reductie van 95 Mton, zie tabel 2.4.

Tabel 2.4 *Broeikasgasemissies, doelstelling en veronderstelde reducties in de Lange Termijn Klimaatverkenning (2020)*

| | |
|--|------|
| Prognose emissies in 2020 in GC (MV4) | 286 |
| Doel klimaatverkenning 2020 | 150 |
| • VNKV: -2%/jr van 2000 tot 2020 t.o.v. beoogd doel 2000 | |
| • Dit komt neer op -32% t.o.v. het Kyoto-referentieniveau 1990/1995 | |
| Beleidsopgave in 2020 | -136 |
| • Overige reducties binnenland (methaan, lachgas, fluorverbindingen, bosaanplant) | -18 |
| • Reducties in het buitenland (JI, CDM, trading, bosaanplant) | -23 |
| • Benodigde CO ₂ -reductie | -95 |

De tabel geeft aan, dat de benodigde CO₂-emissie reductie 95 Mton bedraagt. Een reductie van 95 Mton in 2020 betekent een CO₂-emissiereductie van 41% ten opzichte van GC-2020. In de volgende hoofdstukken worden per sector de mogelijke reducties besproken. De benodigde CO₂-reductie in 2020 betekent -18% ten opzichte van het 1990-niveau.

² Actuele emissie (niet temperatuur gecorrigeerd)

3. TECHNISCH POTENTIEEL CO₂-REDUCTIE

In de LT-scenario's wordt de energievraag en de daarmee samenhangende CO₂-emissie bepaald op basis van bestaand beleid. Door Ecofys is bepaald hoeveel emissiereductie maximaal mogelijk is ten opzichte van deze scenario's. Het gaat hierbij om technische haalbaarheid (rekening houdend met de levensduur van kapitaalgoederen en de beschikbaarheid van technieken). In werkelijkheid zal blijken dat slechts een gedeelte van dit potentieel daadwerkelijk gerealiseerd wordt, afhankelijk van het gevoerde beleid.

3.1 Berekende technische reductiepotentiëlen

De emissiereductiepotentiëlen zijn tot stand gekomen conform dezelfde methode als is gebruikt in de Vervolgnota Klimaatverandering. De potentiëlen zijn bepaald ten opzichte van wat in de verschillende scenario's als bestaand beleid wordt beschouwd. Eerst wordt met behulp van fysieke groeicijfers per sector het frozen-efficiency-verbruik voor het jaar 2020 berekend. Ten opzichte hiervan kan met ICARUS het technisch potentieel worden berekend. Vervolgens is, met behulp van de energiebalansen zoals aangeleverd door ECN, de al in de referentie bereikte besparing in mindering gebracht.

Naast de potentiëlen in Mton CO₂ wordt aangegeven in welke kostenrange de potentiëlen zich bevinden. De kosten zijn jaarlijkse kosten berekend bij een maatschappelijke rentevoet (5%) en met schaduwenergieprijzen voor de vermeden energie, de zgn. nationaal-economische benadering. Schaduwpreizen zijn energieprijzen die geschoond zijn van heffingen en accijnzen [2,3].

In tabel 3.1 en 3.2 zijn de resulterende potentiëlen opgenomen voor het GC-scenario, met daarbij de onderverdeling naar kostenrange's. Het totale potentieel bedraagt 158 Mton, waarvan 88 Mton met nationaal-economische kosten van minder dan *f* 50,- per ton CO₂.

Overigens dient hierbij bedacht te worden, dat de afweging voor daadwerkelijke penetratie van besparingsopties niet alleen gebaseerd is op de kosteneffectiviteit in *f*/ton. Dit is een belangrijke reden, waarom de potentiëlen, zoals die in de beide varianten naar voren komen niet noodzakelijkerwijs exact overeenstemmen met de in tabel 3.1 en 3.2 gepresenteerde potentiëlen.

Tabel 3.1 *Potentieel per kostencategorie bij Nationale kostenbenadering*

| [Mton] | Totaal potentieel | Vermeden CO ₂ per kostenrange [f/ton] | | | |
|---|----------------------|---|-----------|-----------|-----------|
| | | <0 | 0-50 | 50-200 | >200 |
| Landbouw | 5,3 | 4,5 | 0,1 | 0,8 | 0,0 |
| Lichte industrie | 8,1 | 3,3 | 1,2 | 1,9 | 1,7 |
| Zware industrie | 9,7 | 3,8 | 0,9 | 4,3 | 0,7 |
| Dienstensector | 15,6 | 0,0 | 1,0 | 6,5 | 8,2 |
| Huishoudens | 21,9 | 10,7 | 1,7 | 3,0 | 6,4 |
| Transport | 26,0 | 18,9 | 0,0 | 1,0 | 6,1 |
| Biomassa | 6,3 | 0,3 | 4,1 | 0,4 | 1,5 |
| Windenergie | 1,7 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Zonnestroom | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 |
| Zonnewarmte | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 |
| CO ₂ -verwijdering en opslag | 33,0 | 0,0 | 10,5 | 22,5 | 0,0 |
| Andere backstop-opties | 21,2 | 0,0 | 21,2 | 0,0 | 0,0 |
| Materiaalefficiency | 7,8 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| <i>Totaal</i> | <i>158</i> | <i>45</i> | <i>43</i> | <i>42</i> | <i>28</i> |

Vanuit de bedrijfs-economische benadering (tabel 3.2) liggen de kosten hoger dan de nationale benadering. Het potentieel, dat hier bereikt kan worden voor kosten minder dan f 50 per ton bedraagt 15 Mton minder dan de nationaal-economische benadering, namelijk 73 Mton.

Tabel 3.2 *Bedrijfs-economische kostenbenadering*

| [Mton] | Totaal potentieel t.o.v GC | Vermeden CO ₂ per kostenrange [f/ton] | | | |
|---|----------------------------------|---|-----------|-----------|-----------|
| | | <0 | 0-50 | 50-200 | >200 |
| Landbouw | 5,3 | 4,1 | 0,4 | 0,1 | 0,9 |
| Lichte industrie | 8,1 | 0,4 | 2,5 | 1,5 | 3,7 |
| Zware industrie | 9,7 | 0,0 | 2,2 | 2,5 | 5,0 |
| Dienstensector | 15,6 | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 11,8 |
| Huishoudens | 21,9 | 9,1 | 1,6 | 1,5 | 9,7 |
| Transport | 26,0 | 19,9 | 0,0 | 0,1 | 6,0 |
| Biomassa | 6,3 | 0,0 | 4,1 | 0,3 | 1,9 |
| Windenergie | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 0,5 |
| Zonnestroom | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 |
| Zonnewarmte | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 |
| CO ₂ -verwijdering en opslag | 33,0 | 0,0 | 4,4 | 25,5 | 3,1 |
| Andere backstop-opties | 21,2 | 0,0 | 21,2 | 0,0 | 0,0 |
| Materiaalefficiency | 7,8 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| <i>Totaal</i> | <i>158</i> | <i>35</i> | <i>38</i> | <i>38</i> | <i>46</i> |

4. DE ROL VAN BACKSTOP-TECHNIEKEN

4.1 Inleiding

Bij de berekeningen wordt eerst ingezet op vermindering van CO₂-emissies door middel van maatregelen bij eindgebruik, vervolgens door verschuivingen in het energieaanbod (brandstofs substitutie, meer warmtekracht, efficiency-verbeteringen, duurzaam). Om te komen tot de totaal benodigde CO₂-reductie wordt tenslotte gekozen voor de inzet van zogenaamde backstop-technieken.

Er bestaan verscheidene backstop-opties die ingezet kunnen worden om de CO₂-emissies van Nederland te verminderen. Voor de backstop-opties geldt doorgaans dat ze nog een zekere acceptatie moeten krijgen; per optie verschilt overigens de aard en omvang van acceptatiebarrières. Kenmerkend voor al deze opties is verder dat ze vaak een groot potentieel kennen tegen een relatief constant kostenniveau. Net als voor de opties voor het centrale elektriciteitspark geldt dat voor implementatie van de backstop-opties slechts een beperkt aantal actoren betrokken is. Dit kan de implementeerbaarheid vergemakkelijken. Omdat backstop-opties afwijken van de andere opties om CO₂-emissies te verminderen worden ze hier kort apart besproken.

Dit hoofdstuk beschrijft allereerst welke backstop-opties er zijn die in beschouwing genomen kunnen worden. Vervolgens wordt aangegeven wat de barrières voor de backstop-technieken zijn. Het moeilijkste punt van inschatting bij backstop-technieken is de bepaling van de mate waarin deze technieken op een zeker moment een marktpenetratie kunnen bereiken. Ten slotte wordt ingegaan op de kosten van de verschillende backstop-technieken en welke overwegingen er spelen bij de inzetvolg-orde.

4.2 Backstop-technieken

De opties CO₂-afvang en inzet van geïmporteerde biomassa ontvangen veel belangstelling. Bij CO₂-afvang wordt primair gedacht aan CO₂-afvang bij gasgestookte centrales en opslag in de Nederlandse bodem. Voor een analyse die zich richt op het jaar 2020 dient echter ook met andere backstop-opties rekening te worden gehouden. Hierbij valt te denken aan kernenergie, de import van elektriciteit die in het buitenland wordt opgewekt uit duurzame bronnen of uit kernenergie, CO₂-afvang bij kolencentrales en waterstof.

Hieronder wordt een lijst gegeven van backstop-opties waar in deze studie rekening mee wordt gehouden dat deze een bijdrage aan CO₂-reductie kunnen geven. In de twee varianten is een keuze gemaakt uit deze lijst.

- *CO₂-afvang* bij: KV-STEG, STEG (inclusief warmteplanelen), industriële STEGs voor WKK, waterstofproductie uit aardgas, procesemissies in de industrie (kunstmestindustrie, raffinaderijen, hoogovens, chemische industrie)

- *Inzet van geïmporteerde biomassa* voor: ondervuring/elektriciteitsopwekking in de industrie, centrale elektriciteitsopwekking, waterstofproductie, methanol/ ethanol voor vervoer.
- *Extra import van elektriciteit uit duurzame bronnen*: waterkracht, PV-energie uit Zuid-Spanje;
- *Kernenergie*: nieuwbouw in Nederland, import van elektriciteit uit Frankrijk.

4.2.1 Mogelijke marktpenetratie van backstop-technieken

Backstop-technieken kennen doorgaans relatief grote potentiële voor emissiereductie. Voor elk van de backstop-technieken gelden er echter uiteindelijk barrières die de marktpenetratie voorkomen en/of beperken. De barrières zijn van verschillende aard. Hier wordt per groep van backstop-technieken (CO₂-afvang, import biomassa, import duurzame elektriciteit, kernenergie) kort stil gestaan bij de grenzen voor marktpenetratie.

CO₂-afvang

Verschillende studies geven aan dat er geen technische problemen zijn om CO₂ af te vangen bij installaties. CO₂-afvang is meer kosteneffectief bij grote installaties met een hoge energie-doorzet dan bij kleine installaties. Daarom zijn alleen grote installaties hier beschouwd. Er zijn verschillende factoren die de rol van CO₂-afvang op een zeker moment beperken:

- *Opslagcapaciteit voor CO₂*. Het lijkt dat de opslagcapaciteit voor CO₂ in diepe aquifers of gasvelden mogelijk is zonder grote risico's. Er bestaan nog onzekerheden met betrekking tot de opslagcapaciteit voor CO₂. Omdat nog geen lege aardgasvelden beschikbaar zijn, dient CO₂ in eerste instantie in aquifers te worden opgeslagen. Door Ecofys is ingeschat dat er in de Nederlandse ondergrond opslagcapaciteit beschikbaar is in de omvang van 1000 Mton. Als gedurende 25 jaar van CO₂-afvang en -opslag gebruik wordt gemaakt kan per jaar 40 Mton worden afgevangen. Enkele andere inschattingen [EMS] gaan van een grotere opslagcapaciteit uit.
- *Snelheid gereedmaken opslagcapaciteit*. De snelheid waarmee opslagcapaciteit geschikt wordt gemaakt voor CO₂-opslag wordt bepaald door het treffen van de juiste voorzieningen (proefboringen, aanleg van pompstations en leidingen). Dit kan met name bij opslag in aquifers een vertragende factor zijn. Bij aquifers is namelijk i.t.t. tot gasvelden doorgaans alleen een globaal beeld van de karakteristieken bekend zodat eigenschappen zoals drukopbouw, verdringing, oplossen van CO₂/water nog in kaart moeten worden gebracht.
- *Risico i.v.m. kans dat de ondergrond niet geschikt blijkt te zijn voor opslag van CO₂*. Dit is bij aquifers een reëel probleem. De werkelijke risico's van CO₂-opslag kunnen alleen maar door locatie specifiek onderzoek duidelijk worden. Het risico op ontsnappen van CO₂ zal via technische en organisatorische veiligheidsmaatregelen geminimaliseerd moeten worden.
- *Tempo waarin bestaande installaties vervangen worden*. De realisatie van CO₂-afvangfaciliteiten is goedkoper bij nieuw te bouwen installaties dan bij bestaande installaties. Daarom wordt in deze studie alleen gedacht aan het aanbrengen van CO₂-afvang bij nieuwe installaties. Van de installaties die in 2020 zijn opgesteld moeten de meeste elektriciteitscentrales en warmte/krachtinstallaties nog ge-

bouwd worden. De levensduur neemt i.h.a. toe bij hoge rentabiliteitseisen en als een nieuwe generatie centrales slechts geringe verbeteringen in rendement (en dus beperkt lagere variabele kosten) heeft. Nu is er overcapaciteit, dus is er weinig aanleiding voor levensduurverlenging. Er mag verwacht worden dat tussen 2010 en 2020 er geen overcapaciteit meer is, waardoor de prikkel voor levensduurverlenging weer toeneemt. Als er een verplichting komt dat nieuwe installaties over CO₂-afvang beschikken, is er een gevaar dat de levensduur meer wordt gerekt. Via aanvullende regelgeving kan deze ongewenste levensduurverlenging eventueel voorkomen worden;

- *Groter beslag op aardgas (import-afhankelijkheid).* CO₂-afvang bij gasgestookte installaties geeft een groter beslag op aardgas. West Europa zal in toenemende mate aardgas gaan gebruiken en wordt hiervoor steeds meer afhankelijk van regio's buiten West Europa. Het kan zijn dat daardoor CO₂-afvang bij aardgas gestookte centrales minder gewenst is. Dan kan CO₂-afvang plaatsvinden bij kolen gestookte plants, hoewel dit bij de geprojecteerde energieprijzen een duurdere optie is. De voorzieningszekerheid is bij kolen veel minder snel in het geding dan bij aardgas omdat kolen niet per pijpleiding worden vervoerd maar per schip en er daarom uit verschillende aanbieders kan worden gekozen. Voor Nederland geldt overigens dat bij CO₂-reductie de inzet van aardgas waarschijnlijk netto afneemt door energiebesparing op eindgebruik. De reden hiervoor is dat aardgas in Nederland al de belangrijkste energiedrager is. Voor West Europa zal echter gelden dat de inzet van aardgas bij CO₂-reductie juist zal toenemen vanwege brandstofsubstitutie. Het voorzieningszekerheid-vraagstuk voor aardgas moet eerder op schaal van West Europa worden gezien dan alleen vanuit Nederland.
- *Gebrek aan ervaring met CO₂-afvang.* Er is nu een beperkte capaciteit bij uitvoerders om CO₂-afvangfaciliteiten te bouwen. Dit kan vooral bij het begin de groot-schalige inzet van CO₂-afvang beïnvloeden.
- *MER-plicht*, mogelijkheden van bewoners en gemeenten om procedures te lengen. Voor een pijpleiding moet een tracé gemaakt worden. Dergelijke procedurele zaken kunnen het potentieel in 2020 zeer zeker beïnvloeden.
- In de industrie staan *veiligheid en betrouwbaarheid* voorop. Door het aanbrengen van een CO₂-afvanginstallatie kan de storingsgevoeligheid toenemen. Dit wordt in de industrie als een zeer belangrijk criterium gezien (Hier zijn veel voorbeelden voor te geven: bij de Eemscentrale wilde men ook geen gasexpansie; aanvankelijk keek men ook zeer afwachtend aan tegen van vliegtuigen afgeleide gasturbines). Reserve-branders zijn er overigens meestal al bij warmte/krachtinstallaties om de productieplant overeind te houden bij storingen.
- Bij retrofit kan een *goede warmte-integratie* een probleem zijn.
- *Publieke acceptatie van de optie.* Vanwege het ontbreken van grote andere voordelen dan het verminderen van de CO₂-uitstoot zijn de meningen verdeeld. Tijdens een onlangs georganiseerd symposium over CO₂-opslag [CE Delft] bleek verdeeldheid over deze optie. Er is ook nog weinig zicht op in welke mate het buitenland bereid is CO₂ afvang in te zetten. Een deel van de milieubeweging heeft de plannen van Shell om een project voor CO₂-afvang op te starten voor- eerst met een afwijzende reacties ontvangen.

Import van biomassa

De inzet van geïmporteerde biomassa in een zeker jaar kent ook beperkingen. Voor verschillende landen wordt verwacht dat er bovenop het huidige gebruik van hout of

houtafval er nog een potentieel is voor toekomstige export. Er wordt in eerste instantie gekeken naar 'overtollige biomassa' dat relatief goedkoop is. BTG heeft kosten en potentieel becijferd voor import van biomassa vanuit Estland en Uruguay. Vanuit Estland is een potentieel beschikbaar van 16 PJ tegen kosten van ongeveer 4 gulden per GJ (kosten tot Nederlandse haven). Het potentieel voor export vanuit Uruguay bedraagt in een optimistisch scenario 30,5 PJ per jaar vanaf 2003 tegen kosten van 5,5 à 7,1 gulden per GJ. Natuurlijk kan Nederland ook uit andere landen biomassa importeren. Het potentieel dat Nederland kan importeren hangt echter af van beschikbaarheid in andere landen en de vraag van andere landen naar biomassa. De beschikbaarheid betreft overigens niet alleen het potentieel aan biomassa dat in een land groeit maar ook o.a. de mogelijkheden voor transport van de plaats waar de biomassa wordt verbouwd naar zeehavens.

Over de vraag van andere landen naar import van biomassa kan vooreerst alleen gespeculeerd worden. Het ligt voor de hand dat Nederland (met de hoge bevolkingsdichtheid en beperkte mogelijkheden voor duurzame energie) een relatief zwaar beroep zal doen op biomassa-import. De potentiële waar Ecofys melding van maakt zijn gebaseerd op inschattingen van de mogelijkheden voor eindgebruik zonder rekening te houden met beperkingen ten aanzien van het potentieel aan eventueel te importeren biomassa. Ecofys hanteert een biomassaprijs van 6,80 gulden per GJ. Hier is ingeschat dat in 2020 tegen dit kostenniveau het potentieel voor import van biomassa 150 PJ bedraagt; dit is 100 PJ groter dan het door BTG berekende exportpotentieel van Estland en Uruguay tezamen.

Indien grotere hoeveelheden nodig zijn zal deze biomassa moeten concurreren met andere vormen van landgebruik. Het betreft dan meestal landbouwgewassen. De financiële opbrengst van deze landbouwgewassen is vaak dusdanig, dat de kosten van biomassa al snel het dubbele worden. Voor 12 f/GJ is waarschijnlijk een veel grotere hoeveelheid biomassa beschikbaar. Per situatie moet worden bezien of het verbouwen van energiegewassen de voedselvoorziening in landen niet in gevaar brengt. Hier is nog weinig over bekend. Het grootschalig verbouwen van energiegewassen kan ook de biodiversiteit in gevaar brengen.

De vier belangrijkste toepassingen van biomassa zijn:

- Inzet voor elektriciteitsproductie.
- Gebruik voor ondervuring in de industrie en/of omzetting in waterstof.
Grootschalige toepassing van biomassa voor ondervuring zal waarschijnlijk problemen met zich meebrengen m.b.t. emissies van onder andere verzurende stoffen en koolmonoxide in de rookgassen. Er zijn additionele voorzieningen nodig om de rookgassen te reinigen. Wel valt te verwachten dat ook hier schaalvoordelen belangrijk zijn. Het uiteindelijke potentieel hangt vooral samen met de totale ondervuringsvraag en het gedeelte hiervan dat daadwerkelijk vervangen kan worden.
- Gebruik als grondstof in de petrochemie.
Biomassa is mogelijk inzetbaar als grondstof voor de organische basischemie (b.v. etheenproductie). Daarbij kan worden uitgegaan van aanzienlijke schaalvoordelen. Dit is echter niet als backstop-techniek opgenomen, maar in de beide varianten opgenomen als structurele besparingsoptie voor fossiele energiedragers.

- Inzet als methanol/ethanol voor transport.
Biomassa kan ook worden benut voor de productie van methanol en/of ethanol, die vervolgens wordt toegepast in transport. Ook hier geldt dat de kosten van de biomassa waarschijnlijk zullen toenemen bij groeiende hoeveelheden import. Bovendien geldt dat de productie momenteel zeker niet CO₂-vrij is. De belangrijkste posten hierin zijn het brandstofverbruik voor landbouwvoertuigen, het transport en het verbruik bij destillatie. De eerstkomende tien jaar betekent dit, dat de CO₂-emissie van ethanol en methanol nog zeker 25-40% bedraagt van die van benzine. Op langere termijn zijn er mogelijkheden om dit te verlagen (bijvoorbeeld gebruik van bio-brandstoffen in de landbouwvoertuigen, maar ook bij de destillatie zijn verbeteringen mogelijk). Dit is nog in onderzoek. Er is nu verondersteld, dat de resterende emissie voor methanol en ethanol daalt tot 5 kg/GJ in 2020. Het is voor deze optie van groot belang dat het autopark in de rest van West Europa deels naar methanol of ethanol overstapt.

Import van elektriciteit uit duurzame bronnen

Nederland kan tot op zekere hoogte ook elektriciteit die is opgewekt met duurzame energiebronnen importeren vanuit het buitenland. Binnenkort zal Nederland al elektriciteit afnemen vanuit Noorwegen waar deze op basis van waterkracht is opgewekt. Het lijkt overigens niet waarschijnlijk dat er in Europa (buiten IJsland) nog een significante hoeveelheid onbenut waterkrachtpotentieel is. Andere mogelijkheden zijn de import van windenergie uit Schotland dat een gunstig windklimaat heeft en import van PV-elektriciteit uit Zuid Europa. De gemiddelde jaaropbrengst van een vierkante meter PV bedraagt in Zuid Spanje door de grotere zon-instraling 80% meer dan in Nederland. Daarnaast is de productie meer gelijk over het jaar verdeeld dan in Nederland. Voor het transport van de elektriciteit moeten wel nieuwe verbindingen worden gemaakt. Hoogspanning gelijkstroom lijkt hier het meest interessant voor.

Kernenergie

Nieuwbouw van kernenergie is momenteel vanwege een tekort aan publieke acceptatie niet aan de orde in Nederland. Bij vergaand CO₂-reductie beleid is het niet uitgesloten, dat ook deze optie weer in beeld komt. Hierbij wordt in eerste instantie gedacht aan import van elektriciteit uit het buitenland die op basis van kernenergie wordt opgewekt. Vooral in de marktvariant met CO₂-reductiecertificaten kan kernenergie een aantrekkelijke optie worden.

4.2.2 Kosten van backstop-technieken

Inschattingen van ECN naar de kosten van backstop-technieken (zoals geschat voor SYRENE, EMS, energie-aanbod-opties) sluiten over het algemeen goed aan bij inschattingen van Ecofys.

CO₂-afvang is het meest kosteneffectief bij de kunstmestindustrie en bij de waterstofproductie bij de raffinaderijen. De kosten liggen ongeveer op *f* 25 per ton.

Het gebruik van biomassa voor ondervuring vergt wat hogere kosten voor de ketel. Deze kosten worden geschat op zo'n *f* 3 per GJ. Hier bovenop komt circa *f* 5 per GJ voor transport. Bij biomassakosten van *f* 6 tot *f* 12 per GJ en een aardgasprijs van

circa f 8 per GJ bedragen de meerkosten dus f 6 tot f 12 per GJ. De uitgespaarde CO₂-reductie per PJ bedraagt 0,056 Mton bij vervanging van aardgas. De kosteneffectiviteit bedraagt dus 110 - 220 f /ton. Hoewel de optie van direct gebruik van on-dervuring op deze termijn waarschijnlijk goedkoper is, mag verwacht worden dat bij dergelijke inzet van biomassa voor warmtevoorziening op termijn de conversieroute (gedeeltelijk) via waterstof zal gaan. In beide varianten is hiertoe een gedeeltelijke omzetting van biomassa in waterstof voorzien, wat vervolgens wordt bijgemengd in het aardgasnet. De kosten van dergelijke omzetting zijn beschreven door Ecofys. Op basis van biomassakosten van f 6 tot f 12 per GJ komen de kosten voor waterstof uit biomassa op f 20 tot f 30 per GJ. De meerkosten bedragen dus f 12 tot f 22 per GJ, oftewel f 220 - f 400 per ton. Omzetting via deze route levert wel voordelen op m.b.t. de NO_x-emissies.

Gebruik van biomassa als grondstof voor de petrochemie kan alleen bij aanzienlijke schaalvoordelen concurrerend zijn. Hierbij is uitgegaan van een met nafta vergelijkbare uiteindelijke kostprijs per GJ voor biomassa van f 7,-. De belangrijkste extra kosten zijn vooral gelegen in de vereiste technologische ontwikkeling en inpassing in het petrochemisch complex.

Methanol

Bij een biomassaprijs van f 6 per GJ komt de kostprijs van methanol op circa 29 f /GJ, een biomassaprijs van f 12 per GJ leidt tot een kostprijs van methanol van circa 39 f /GJ. Inclusief distributiekosten en marge van f 6 per GJ komt de totale prijs (exclusief accijnzen) op f 35 tot f 45 per GJ. De kostprijs van benzine/diesel bedraagt inclusief marge circa f 22 per GJ. Het brandstofverbruik in speciaal voor methanol ontwikkelde motoren lijkt echter zo'n 10% lager te kunnen zijn dan voor benzine-auto's. Hier is voornamelijk geen rekening mee gehouden. De meerkosten per GJ benzine bedragen dus f 10 tot f 19 per GJ. De CO₂-reductie per GJ bedraagt $(0,073-0,005)/0,9$ (i.v.m. verbruik raffinage)=0,075 ton. De kosteneffectiviteit bedraagt dus f 133 - f 250 per ton vermeden CO₂. De prijs van een methanol-auto is volgens EMS 800 gulden hoger dan bij standaard benzine-auto i.v.m. enkele aanpassingen in de motor (ontsteking, menging) en brandstofleiding en -tank (i.v.m. corrosieve karakter van methanol).

Ethanol

In Brazilië wordt momenteel een kleine 400 PJ ethanol geproduceerd. Waarschijnlijk zal deze productiecapaciteit de komende jaren toenemen. Het zou op termijn mogelijk moeten zijn om circa 100 PJ ethanol te importeren uit Brazilië. De huidige kostprijs bedraagt circa f 33 per GJ. Inclusief transport en distributie komt dit op circa f 41 per GJ. Het brandstofverbruik in speciaal voor ethanol ontwikkelde motoren lijkt echter zo'n 20% lager te kunnen zijn dan voor benzine-auto's. Omgerekend naar benzine komen de kosten op circa f 33 per GJ. De meerkosten bedragen dus f 11 per GJ. De CO₂-reductie per GJ bedraagt ongeveer bedraagt $(0,073-0,005)/0,9$ (i.v.m. verbruik raffinage)=0,075 ton, dus de kosteneffectiviteit is circa f 150 per ton.

4.2.3 Volgorde van inzet backstop-technieken

Een mogelijke basis om de volgorde van de inzet van backstop-technieken te baseren is op basis van de volgorde in het niveau van marginale kosten. Dit is mogelijk een te eenvoudige invulling omdat het niet tegemoet komt aan de aard en omvang van barrières voor verschillende backstop-opties, omdat het een onevenredig grote inspanning vereist van een sector ten opzichte van andere sectoren en omdat andere doelstellingen zoals m.b.t. technologie-ontwikkeling onvoldoende worden gediend.

Overigens geldt met betrekking tot alle backstop-opties het probleem, dat uitgebreide studies naar potentiëlen en de daarbij behorende kosten nog ontbreken. Bij nader onderzoek, daadwerkelijke toepassing en benutting van de potentiëlen in de mate waarin dat gebeurt in deze studie zal blijken of en in welke mate de daadwerkelijke kosten/potiëlen hoger dan wel lager liggen. Nader onderzoek in deze richting is dan ook zeker gewenst.

In de integratiestudie van het SYRENE-programma is een viertal extreme toekomstbeelden voor de energievoorziening doorgerekend [1]. In elk van deze toekomstbeelden wordt voor de termijn 2030/2040 gemikt op vergaande reductie van emissies van CO₂ (60% tot 80% emissiereductie). In elk van de extreme toekomstbeelden kunnen 'gewone' technieken voor CO₂-reductie worden ingezet. Daarnaast kan in elk toekomstbeeld ofwel CO₂-afvang en opslag, ofwel kernenergie, ofwel import van duurzame energie ofwel gedragsbeïnvloedende energiebesparing worden ingezet. Uit de SYRENE-berekeningen bleek dat via een grote inzet van CO₂-afvang vergaande CO₂-reductie met de minste meerkosten bereikt kan worden. Dit is vooral doordat niet alleen de elektriciteitsopwekking nagenoeg CO₂-vrij kan worden maar ook doordat vrijwel CO₂-vrije brandstoffen op relatief goedkope wijze geproduceerd kunnen worden via CO₂-afvang. Het is dan ook niet verwonderlijk dat CO₂-afvang veel aandacht krijgt als backstop-techniek.

De voornaamste criteria die hier gehanteerd zijn voor het bepalen van de volgorde betreffen:

- Kosten-effectiviteit; bepaald door de marginale kosten van emissie-reductie. Overigens wordt hierbij expliciet rekening gehouden met de draaiuren van opties.
- Concurrentie van andere backstop-opties. Er zijn relatief veel opties voor elektriciteitsopwekking met lage CO₂-emissies.
- Optimale inzet van energiebronnen.
- Diversiteit van opties: er wordt tot op zekere hoogte ingezet op een diversiteit aan opties.

Overigens is de volgorde van inzet van backstop-opties niet eens heel relevant gezien het grote aantal opties dat ingezet moet worden.

Desondanks wordt in die zin een volgorde aangebracht, dat bepaalde opties vrijwel volledig benut worden, terwijl andere opties met wat grotere onzekerheden in de kosten benut worden, voor zover ze nodig zijn om de doelstellingen te halen. Onder de eerste categorie vallen de diverse opties met CO₂-afvang. Afhankelijk van de variant wordt nog een rol voor import van duurzame energie of (import van) kernenergie voorzien. De opties met import van biomassa kennen vooral aan de kostenkant, maar

ook aan de kant van voldoende beschikbaarheid de nodige onzekerheden. Daarom wordt met de inzet van deze opties iets terughoudender omgegaan. Er is voor gekozen de opties met biomassa niet in te zetten in de elektriciteitsopwekking, omdat daar voldoende andere mogelijkheden voorhanden zijn. Gegeven de verschillende mogelijkheden bij de backstop-opties is het overigens ook goed mogelijk dat juist andere keuzes worden gemaakt, bijvoorbeeld meer inzet van biomassa voor elektriciteitsproductie en omzetting van fossiele brandstoffen in waterstof met CO₂-opslag. De ontwikkelingen in de tijd zullen moeten uitwijzen welke configuratie optimaal is, dan wel dat er een mix van opties ontstaat.

5. RESULTATEN STURINGSVARIANT

In de sturingsvariant is een centrale rol weggelegd voor de overheid bij de aanpak van het klimaatprobleem. Er bestaat maatschappelijk draagvlak voor vergaande emissie-reductie, maar de overheid wordt gezien als de partij die de initiatieven dient te nemen. Subsidies en regelgeving vormen de geëigende instrumenten om, ondersteund door een verdubbeling van de Regulerende Energie Belasting, de vergaande reductie te bereiken. De kosten van de verschillende maatregelen worden gefinancierd uit de algemene middelen, bijvoorbeeld via generieke belastingverhogingen. Onderstaande paragrafen beschrijven de maatregelen voor de verschillende sectoren met de bijbehorende resultaten.

5.1 Huishoudens en woningen

Belangrijk voor de sector huishoudens is de al gememoreerde verdubbeling van de regulerende energiebelasting. Verder zijn voor deze sector de volgende maatregelen doorgerekend:

- Verdubbeling van de REB en omzetting van de heffingsvrije voet in een tax-credit.
- Verdere aanscherping van de EPN, leidend tot een gasverbruik van circa 750 m³ aardgas per nieuwbouwwoning in 2020. De aanscherping van de EPN is in het vervolg van deze paragraaf vertaald in gebouwgebonden maatregelen.
- Introductie van de EPL en het opnemen van eisen met betrekking tot woningrenovatie.
- Efficiënte eisen m.b.t. het specifiek (elektriciteits)verbruik van een aantal apparaten.
- Subsidieverstrekking op elektrische warmtepompen (EWP) en zonneboilers.
- Daltarief en laag BTW-tarief voor de EWP.
- Het niet verder toenemen van de gebruiksintensiteit³ van de wasmachine, wasdroger en de vaatwasser.

Bovenstaande maatregelen worden hieronder nader toegelicht.

Aanscherping EPN, introductie EPL en woningrenovatie

De EPL is gericht op het bereiken van een energie/CO₂-neutrale wijk in 2010. Dat wil zeggen dat een deel van de nieuwbouwwijken in 2010 middels gebouwgebonden maatregelen en aanbodopties CO₂-neutraal is. In de berekeningen zijn onderstaande gebouwgebonden maatregelen gemodelleerd, de aanbodopties zijn meegenomen in de elektriciteitssector en de backstop-technieken.

Nieuwbouwwoningen in de periode 2000 - 2010 worden voorzien van low-energy glas, muur-, dak- en vloerisolatie, een efficiënte CV-pomp en een maximum isolatiepakket. Na 2005 is ook de zonneboiler verplicht mits de oriëntatie van de woning dit mogelijk maakt. Door de introductie van de EPL neemt het zongericht verkavelen toe tot 80%. Na 2010 worden nieuwbouwwoningen verplicht voorzien van triple glas en een warm-

³ De penetratie van deze apparaten blijft ongewijzigd in vergelijking tot het referentiescenario.

teterugwinningssysteem. Ook op het gebied van warmwatergebruik worden eisen gesteld. Nieuwbouwwoningen worden standaard voorzien van waterbesparende kranen en douchekoppen en tevens worden leidingverliezen beperkt.

Naast het verscherpen van de EPN voor nieuwbouw wordt ook aandacht besteed aan een verbreding van de EPL naar de bestaande bouw. Op gemeentelijk initiatief worden wijken gerenoveerd om aan de EPL-eis te voldoen. Aanbodopties spelen hierbij een belangrijke rol (warmtenetten, waterstof distributie, etc.). Er worden eisen gesteld aan de minimum efficiency van ICV-ketels. Dit maakt dat de standaardketel na 2000 niet meer beschikbaar is. Tevens worden er richtlijnen uitgevaardigd op het gebied van na-isolatie bij renovatie van de bestaande woningbouw. Om ook de zgn. koopwoningen aan te kunnen sturen wordt bij de vergunning verlening voor verbouw/renovatie van bestaande (koop)woningen eisen gesteld met betrekking tot de minimale isolatiegraad van de woning. In de periode 2000 - 2010 wordt het gebruik van low-energy glas verplicht en in de periode na 2010 het gebruik van triple glas.

In tabel 5.1 is voor de verschillende besparingsopties aangegeven wanneer zij verplicht dienen te worden meegenomen ten gevolge van het aanscherpen van de EPN en wanneer een optie niet meer beschikbaar is.

Tabel 5.1 *Inzet van besparingsopties bij verdere aanscherping van de EPN*

| Besparingsoptie | Vanaf 2000 | > 2010 |
|--|-------------------|-------------------|
| ST-ketel | niet beschikbaar | niet beschikbaar |
| Efficiënte CV-pomp | verplicht | verplicht |
| Low E-glas | verplicht | zie triple glas |
| Triple glas | facultatief | verplicht na 2010 |
| Spouwmuurvulling | verplicht | verplicht |
| Buitenmuur isolatie (bestaand) | verplicht | verplicht |
| Dak isolatie | verplicht | verplicht |
| Vloer isolatie | verplicht | verplicht |
| Max efficiënt pakket isolatie (nieuwbouw) | verplicht | verplicht |
| Spaarkranen + spaardouche | verplicht | verplicht |
| Zonneboiler bij nieuwbouwwoningen | na 2005 verplicht | verplicht |
| Vermindering systeemverliezen warmwater | verplicht | verplicht |
| Efficiëntere geiser i.p.v. conventionele | verplicht | verplicht |
| Efficiëntere gascombi i.p.v. conventionele | verplicht | verplicht |
| Efficiëntere boiler i.p.v. conventionele | verplicht | verplicht |
| Zongericht bouwen (nieuwbouw) | verplicht | verplicht |
| Warmteterugwinning nieuwbouw | facultatief | verplicht |

Efficiency eisen specifiek verbruik

Aangenomen wordt dat er gestreefd wordt naar een verhoging van de energie efficiëntie van enkele typen apparaten met een relatief hoog verbruik die (in de toekomst) in vrijwel elk huishouden voorkomen. In deze variant is aangenomen dat de energiedistributiebedrijven er in het kader van energiediensten voor zullen zorgen, dat er normen gaan ontstaan met betrekking tot de minimum efficiëntie van de vaatwasser, de wasdroger, koel- en vriesapparatuur, wasmachine en TV. De referentietechniek wordt als het ware een stap efficiënter. Bij het selecteren van de nieuwe referentietechniek is een keuze gemaakt uit technieken die momenteel al op de markt zijn. De nieuwe re-

ferentietechniek in 2000 is niet noodzakelijkerwijs de meest efficiënte techniek die op dat moment beschikbaar is. Over het algemeen kan worden gesteld dat de kosten/baten verhouding van de nieuwe referentietechniek ten opzichte van de oorspronkelijke referentietechniek ligt tussen de 0 en 0,25. De kosten zijn dus lager dan de besparingen.

Elektrische Warmtepomp en zonneboiler

De elektriciteit voor de EWP kan worden ingekocht tegen het daltarief met een verlaagd BTW-tarief (dit is circa 45% lager dan het normale tarief). Tevens wordt er een subsidie verstrekt op de aanschaf van zowel de EWP als de zonneboiler van 30% op de meerinvesteringen. Voor deze opties komt dit naast de stimulering, zoals die al in het GC-scenario plaats vindt.

Gebruiksintensiteit

In het GC-scenario is mede op basis van de voorspoedige economische ontwikkeling een forse toename voorzien voor zowel de penetratie als het gebruik van elektrische apparaten. Ten gevolge van de verdubbeling van de REB en voorlichting door de overheid neemt in deze variant de gebruiksintensiteit van de wasmachine, wasdroger en de vaatwasser per huishoudenscategorie (1-persoons, 2-persoons en meerpersoons) niet toe, zoals in het referentiescenario gebeurt (en blijft op het niveau van 1995). Als gevolg van de gezinsverdunning in het GC-scenario betekent dit landelijk gemiddeld gezien een afname van de gebruiksintensiteit van de genoemde apparaten. De penetratie van deze apparaten blijft echter gelijk aan die in het GC-scenario. Tevens neemt de toepassing van spaarkranen en spaardouches bij vervanging in de bestaande bouw toe als gevolg van voorlichting. Aangenomen is dat de penetratie van onbekende/nieuwe apparaten daalt met 25% ten gevolge van de verdubbeling van de REB. Een eventuele gedragsmatige besparing is niet in rekening gebracht.

5.2 Diensten en overheid

In de sturingsvariant is het volgende beleid ingezet in de sector diensten en overheid:

- Verdubbeling van de REB en uitbreiding van de heffing tot een verbruik van 1 miljoen m³.
- Forse aanscherping van de EPN en de introductie van de EPL.
- Dal-elektriciteitstarief voor elektrische warmtepompen.
- Een extra subsidie van 10% op de meerinvesteringen voor resterende besparingsopties (dus alle opties behalve elektrische warmtepompen, omdat deze al d.m.v. het elektriciteitstarief worden gestimuleerd) bovenop de effecten van EIA en VAMIL.
- Een verplichting van alle besparingsmaatregelen met een terugverdientijd (inclusief eventuele subsidies) van 10 jaar of korter.

De verdubbeling van de REB geeft een flinke extra impuls voor besparingen. Bovendien zorgt de uitbreiding van de heffing tot een verbruik van 1 miljoen m³ ervoor dat besparingen voor de grotere afnemers in deze sector, zoals bijvoorbeeld de ziekenhuizen, aantrekkelijker worden dan in het referentiescenario. Bijvoorbeeld elektrische warmtepompen penetreren wel in deze sturingsvariant, terwijl in het referentiescenario elektrische warmtepompen in ziekenhuizen niet voorkomen omdat de gasprijs voor

die sector zo laag is. Warmtepompen worden in alle sectoren gestimuleerd door hantering van het dalelektricitestarief. De hoeveelheid door elektrische warmtepompen geleverde warmte in PJ's neemt toe van 33 PJ in 2020 in het referentiescenario naar 40 PJ in 2020 in de sturingsvariant. Het elektriciteitsverbruik in PJ's van de sector diensten en overheid is in de sturingsvariant maar weinig lager dan in het referentiescenario door deze toename van elektrische warmtepompen: de elektrische input van de warmtepompen compenseert de besparingen op elektriciteit voor andere functies dan ruimteverwarming.

Voor andere besparingsopties (zoals bijvoorbeeld isolatie, spaarlampen, dubbel glas) wordt bovenop de effecten van EIA en VAMIL een extra subsidie van 10% beschikbaar gesteld. Maar belangrijker is het feit dat de eisen voor de terugverdientijd in SAVE worden verruimd van 4 naar 10 jaar i.v.m. de verplichting van besparingsmaatregelen met een dergelijke terugverdientijd.

De aanscherping van de EPN en de introductie van de EPL zorgt voor een autonome daling van het verbruik voor ruimteverwarming, warm tapwater, verlichting en koeling ten opzichte van het referentiescenario.

5.3 Industrie en land-en tuinbouw

De sector productiebedrijven omvat de industrie, de bouwbedrijven en de land- en tuinbouw. In deze sector is het volgende beleidspakket ingezet:

- Verdubbeling van de REB en verbreding tot een verbruik van gas van 1 miljoen m³ per jaar. In de berekeningen is dit gemodelleerd bij de segmenten landbouw (excl. glastuinbouw), bouw, vlees, veevoeder, overige voeding, textiel, overige papier en karton, overige metaal, overige bouwmaterialen, overige industrie.
- Verdubbeling van de REB heffing voor elektriciteit en een verbreding tot 125.000 kWh per jaar. In de berekeningen is dit gemodelleerd bij de segmenten landbouw, bouw, overige metaal, overige industrie.
- Verlaging van het rentabiliteitscriterium tot circa 10%, echter geen gedwongen implementatie op basis van technische kenmerken. Het wordt niet mogelijk geacht om bij individuele bedrijven maatregelen af te dwingen op basis van gestandaardiseerde criteria. Deze maatregel zou binnen een MJA gestalte moeten krijgen en derhalve voor elk bedrijf afzonderlijk ingevuld moeten worden.
- Afdwingen van energiezuinige gebouwkenmerken in bestaande en nieuwe industriegebouwen (Isolatie, isolerend glas, condenserende ketels, gecontroleerde ventilatie). Analoog aan de dienstensector kan dit gebeuren in het kader van de wet milieubeheer.
- Normen voor een aantal energie-intensieve teelten in de glastuinbouw, verbod op sommige teeltmethoden (dit vereist een nieuw handhavingsapparaat). Financieringssteun voor omschakeling naar energie-extensievere teelten in de glastuinbouw, 40% van de opbrengstverliezen gedurende 5 jaar. Indicatie extra kosten f 25 mln/jaar.
- Financieringssteun voor een selectie van energiebesparende maatregelen, 40% van de meerinvestering overeenkomstig de EIA-regeling. Het betreft met name procesintegratie, verbeterde warmteterugwinning, verbeterde droogtechnieken, warmtepompen.

- Technologiestimulering, het in de tijd naar voren halen (tijdfactor 1/3) van een selectie van 'doorbraak' technieken. Het betreft met name verbeterde primaire processen. Hiervoor is f 100 mln per jaar extra gereserveerd.
- Duurzaamheidseisen stellen aan de groei van de basisindustrie. Bestaande capaciteit mag worden gehandhaafd. Nieuwe capaciteit moet in principe op basis van hoogwaardige recycling, energiezuinige substituten, biomateriaal en duurzame energie gestalte krijgen. Daarbij wordt een beperkt aantal energie-intensieve processen en mogelijke alternatieven geselecteerd. Het betreft overschakeling van de petrochemie voor 1/3 van de krakercapaciteit op biomassa en afval in 2020; en een vergelijkbare overschakeling in de staalindustrie op EAF-techniek. Financiering van meerinvesteringen en aanloopverliezen vindt plaats gedurende een beperkte periode (b.v. 5 jaar), hoogte afhankelijk van marktsituatie. Daarna moet het gekozen proces of substituuut concurrerend kunnen zijn. Voor deze maatregel is 350 mln extra aan initiële ondersteuning (7×50 mln/jaar) verondersteld.

Voor de laatst genoemde maatregel heeft in de modelberekeningen aanzienlijke effecten. Het betreft dan ook een selectieve ingreep in de meest energie-intensieve industriële processen. Deze overschakeling naar een duurzamer pad zal niet altijd slagen of mogelijk zijn omdat het deels nieuwe technologie en nieuwe producten betreft. Dat geldt met name voor een gedeeltelijke omschakeling van de petrochemische basisprocessen op afvalplastic en biomassa. In die zin heeft de maatregel het karakter van een backstop-techniek.

5.4 Transport

Voor de transportsector is het gegeven, dat geen EU beleid verondersteld wordt, een belangrijke belemmering voor het bereiken van vergaande besparingen. Dit leidt er namelijk toe dat er geen specifieke EU-markt komt voor zuinige vervoermiddelen. Het Nederlandse beleid zal het dus moeten doen met de vervoermiddelen die in het GC scenario beschikbaar komen. Dit verhindert ook de mogelijkheid om tot internationale afspraken te komen voor zuinige zeeschepen of vliegtuigen. Ook het gegeven dat de internationale concurrentiepositie niet te zeer mag worden aangetast betekent dat er geen grote ingrepen mogelijk zijn in de positie van het (internationale) vrachttransport.

Zuinige auto's

Zoals al opgemerkt worden er geen specifieke zuinige personenauto's ontwikkeld. De maximaal haalbare zuinige auto is 4 l/100 km. Voor grotere/zwaardere auto's loopt dit op tot 8 l/100 km. Voor de 3 l/100 km auto is een meer ingrijpend herontwerp van de voertuigen (en van de productietechnieken) nodig. Op deze automarkt wordt de stimulering via de BPM uitgevoerd. Er is hierbij verondersteld dat deze stimulering mogelijk wel forser is dan de huidige plannen. De differentiatie van de BPM vindt kostenneutraal voor de overheid plaats. Het basisniveau zal dus aanzienlijk stijgen naarmate het aandeel zuinige auto's toeneemt. Er is verondersteld dat de uiteindelijke brandstofefficiency van nieuwe voertuigen in 2020 op 5 l benzine/100 km komt te liggen. De efficiency verbetert dus van 8,1 l benzine/100 km in 1995 naar 5,1 l benzine/100 km in 2020. Per saldo levert dit bij personenauto's in GC 2020 4,2 Mton reductie op.

Snelheidsbegrenzer/cruise control en een maximum snelheid van 90 km/uur

Er wordt vanuit gegaan dat de gemiddelde snelheid op snelwegen en autowegen nu op 90 km uitkomt. Per saldo levert dit bij personenauto's een reductie op van 1,9 Mton (waarin 4,5% minder personenautokilometers zit; een vorm van mobiliteitsreductie veroorzaakt door de langere reistijd). Bij bestelauto's is dit 0,3 Mton.

Besparingen binnenscheepvaart

Voor de binnenscheepvaart bestaan er een aantal besparingsopties als: gebruik afvalwarmte, schroefaanpassingen, zuiniger casco nieuwe schepen, nieuwe motoren en besturingsautomatisering en ondersteunende informatica. In GC 2020 is de besparing hierdoor zo'n 11% gedeeltelijk teniet gedaan door het varen met kleinere schepen. Via gericht beleid (subsidies; betalen van ontwerp en ontwikkelingskosten) moet het mogelijk zijn om dit percentage met 15% te verhogen via bijvoorbeeld zuinige nieuwbouw van schepen en het doorvoeren van schroefaanpassingen. Opties als nog te ontwikkelen 'Self polishing' verf, die de weerstand van de scheepshuid beperkt, en langzamer varen blijven hierbij buiten beschouwing. Per saldo kan hiermee 0,2 Mton bij Nederlandse schepen in Nederland beperkt worden. Doordat een gedeelte hiervan volgens de statistieken tot de bunkering gerekend wordt blijft een reductiemogelijkheid van 0,1 Mton aanwezig.

5.5 Elektriciteitssector

De elektriciteit in Nederland wordt in GC in 2010 en 2020 geproduceerd als aangegeven in tabel 9a en 9b in bijlage 1. In de tabel is naast de productie van elektriciteit ook de eventueel geproduceerde warmte aangegeven en de hoeveelheid brandstof die hiervoor nodig is. Op basis hiervan is ook de CO₂-emissie bepaald (zowel absoluut als per hoeveelheid geproduceerde elektriciteit).

Het park in GC 2020 kent een totale emissie van CO₂ van 53 Mton. De bijbehorende elektriciteitsproductie is 604 PJ. Dit betekent een uitstoot van 0,087 Mton per PJ_{elektriciteit}. Het park in GC 2010 kent een totale emissie van CO₂ van 45 Mton. De bijbehorende elektriciteitsproductie is 450 PJ. Dit betekent een uitstoot van 0,1 Mton per PJ_{elektriciteit} in 2010. De maatregelen in de elektriciteitssector zijn er in eerste instantie op gericht om het aandeel van centrales met relatief hoge CO₂-emissie per kWh te verlagen, dan wel door sluiting dan wel door toepassing van retrofit CO₂-verwijdering. Het gaat hierbij om de reeds bestaande poederkool-, KV-STEG en Eemscentrales en om de nog nieuw te bouwen STEG's. Voor het bereiken van verdergaande CO₂-reductie is vervolgens onderzocht welke rol er mogelijk is voor (vrijwel) emissieloze bronnen. In de sturingsvariant gaat het daarbij in eerste instantie om duurzame bronnen. De opties met CO₂-verwijdering komen aan bod bij de paragraaf over backstop-technieken. Resumerend betekent dit dat in de elektriciteitssector in eerste instantie de volgende maatregelen getroffen worden om te komen tot een verdergaande CO₂-reductie:

- Vermindering emissies poederkoolcentrales en Eems-centrales.
- Extra stimulering duurzame energie.

5.6 Emissiereductie per sector

De hiervoor beschreven maatregelen leiden tot energiebesparing en vermindering van de CO₂-uitstoot. Deze paragraaf beschrijft deze besparingen, waarbij eerst de besparing bij de eindverbruikers is berekend, daarna zijn de besparingen in de elektriciteitssector berekend. Dit betekent dat de besparingen op elektriciteit door verbruikers in termen van CO₂ zijn berekend, uitgaande van de elektriciteitsopwekking zoals die in het GC-scenario gebeurt.

5.6.1 Eindverbruikers

De hiervoor beschreven maatregelen en intensivering van het beleid leiden tot een besparing en CO₂-reductie als omschreven in tabel 5.2.

Tabel 5.2 CO₂-reductie door besparingen bij eindverbruikers in 2010 en 2020

| | 2010 | | | 2020 | | |
|-------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------|
| | Brandstof [PJ] | Elektriciteit [PJ] | CO ₂ [Mton] | Brandstof [PJ] | Elektriciteit [PJ] | CO ₂ [Mton] |
| Huishoudens | 94 | 23 | 7,3 | 107 | 48 | 10,1 |
| Diensten/overheid | 35 | -1 | 1,9 | 58 | 7 | 3,9 |
| Landbouw | 41 | 0 | 2,3 | 38 | 0 | 1,9 |
| Industrie | 133 | 8 | 8,2 | 223 | 14 | 13,8 |
| Transport | 38 | 0 | 2,8 | 88 | 0 | 6,4 |
| <i>Totaal</i> | <i>341</i> | <i>30</i> | <i>22,4</i> | <i>514</i> | <i>69</i> | <i>36,1</i> |

Alle sectoren vertonen een duidelijk grotere besparing op de vraag naar brandstof dan op die van elektriciteit. Dit wordt gedeeltelijk veroorzaakt door het feit, dat sommige besparingsopties een substitutie van brandstof door elektriciteit betekenen. De meest bekende optie in dit kader is de elektrische warmtepomp. De bereikte CO₂-reducties zijn vergeleken met de Icarus-cijfers. Hierbij is in eerste instantie gekeken naar het potentieel van Icarus met kosten lager dan *f* 200 per ton gezien vanuit een nationale kostenbenadering. In de sturingsvariant wordt in 2020 per sector het volgende deel van het totaal potentieel bereikt:

| | |
|----------------------|-----|
| Huishoudens | 65% |
| Diensten en overheid | 52% |
| Landbouw | 40% |
| Industrie | 89% |
| Transport | 32% |

Opvallend in dit overzicht is de transportsector, waar duidelijk een kleiner gedeelte van het potentieel wordt bereikt. Zoals al gememoreerd wordt dit vooral veroorzaakt door het ontbreken van Europees Beleid. De industrie zit duidelijk hoger. Dit komt doordat in deze sector een belangrijke besparing wordt bereikt met inzet van biomassa en secundaire materialen. Bij Icarus valt dit grotendeels onder de categorie overige materialen.

5.6.2 Elektriciteitssector

Voor de elektriciteitssector wordt allereerst een reductie bereikt, doordat de vraag naar elektriciteit afneemt. Dit betekent in 2010 een reductie van $30 \times 0,10 = 3$ Mton en in 2020 een reductie van $73 \times 0,087 = 6$ Mton. Verder is voor het elektriciteitspark de strategie gevolgd om eenheden met relatief veel CO₂-uitstoot te vervangen door eenheden met een relatief lage CO₂-uitstoot. In principe zijn deze twee maatregelen (minder vermogen van het ene type en meer van het andere) natuurlijk nauw met elkaar verbonden, omdat aan dezelfde vraag moet worden voldaan. Desondanks is in de berekeningen het effect van de maatregelen afzonderlijk bepaald, omdat niet aanwijsbaar is welk vermogen precies door welk ander vermogen wordt vervangen. Daarom wordt voor centrales die eerder uit bedrijf worden genomen de CO₂-reductie berekend door het verschil in CO₂-emissie per kWh ten opzichte van het gemiddelde te vermenigvuldigen met de oorspronkelijke productie. Voor nieuwe centrales wordt het verschil tussen de emissie per kWh in GC en de nieuwe centrales vermenigvuldigd met de productie. Alleen als voor specifieke centrales maatregelen worden genomen (zoals retrofit CO₂-verwijdering en overschakeling op aardgas) wordt niet uitgegaan van het gemiddelde, maar van de concrete centrale.

Vervroegde sluiting centrales en overschakeling op aardgas door kolencentrales

Het huidige kolenvermogen, dat ook in GC-2010 nog aanwezig is, bedraagt zo'n 4000 MW. Dit vermogen is qua leeftijd in te delen in 3 categorieën. De eerste tranche van ruim 1200 MW betreft 2 centrales uit begin jaren '80, waarvoor in GC levensduurverlenging was voorzien. De tweede categorie betreft een aantal omgebouwde gaseenheden, dat eind jaren '80 in bedrijf is genomen. De derde categorie betreft de twee nieuwste eenheden, die in 1994 en 1995 in bedrijf zijn genomen. Voor de twee nieuwste eenheden wordt retrofit CO₂-verwijdering toegepast. Hierop wordt in de paragraaf over backstop-technieken verder ingegaan. Voor de oudste eenheden wordt de geplande levensduurverlenging teruggedraaid vanuit CO₂-oogpunt. Voor de tweede categorie wordt omschakeling op gas voorzien.

De emissie per kWh van de poederkoolcentrales bedraagt 0,23 Mton per kWh. De totale productie in GC-2010 bedraagt 67 PJ elektriciteit. De vervroegde uit bedrijf name betekent een reductie van 23 PJ. Dit levert een CO₂-reductie op van $23 \times (0,23 - 0,09) = 3,1$ Mton. Door de omschakeling naar gas vindt 20 PJ elektriciteitsproductie plaats met aardgas in plaats van met kolen, dit levert een CO₂-reductie op van 1,9 Mton. In 2020 zijn de betreffende centrales reeds uit bedrijf genomen, dus levert dit geen extra CO₂-reductie op ten opzichte van GC.

De Eemscentrales zijn recentelijk in bedrijf genomen. Evenals voor de twee nieuwste poederkoolcentrales wordt voor deze eenheden met een totaal vermogen van 1675 MW retrofit CO₂-verwijdering voorzien.

Extra stimulering duurzame energie

De duurzame energiebronnen zon en wind ondervinden allereerst een positieve stimulans van de verdubbeling van de REB. Daarnaast is een extra investeringssubsidie van 30% verondersteld. Al met al leidt dit ertoe dat wind in 2010 al vrijwel even duur wordt of zelfs goedkoper is dan de fossiel opgewekte elektriciteit. Voor zonne-energie

wordt de stijging pas in 2020 zichtbaar. De beperkingen in dit vermogen beginnen steeds meer te liggen in maximaal plaatsbare potentiëlen per jaar en in het totaal potentieel. Het effect ten opzichte van GC voor de verschillende bronnen bedraagt:

Tabel 5.3 *Duurzame energie in de sturingsvariant*

| | 2010 | 2020 |
|---------------------------|----------|-----------|
| Wind op land | + 500 MW | + 500 MW |
| Wind op zee | + 940 MW | + 1100 MW |
| Zon | - | + 230 MW |
| Extra productie | 12 PJ | 18 PJ |
| CO ₂ -reductie | 1,2 Mton | 1,6 Mton |

De totale CO₂-reductie in de elektriciteitssector exclusief CO₂-verwijdering bedraagt in 2010 dus 6,2 Mton (vervroegde sluiting, omschakeling op gas en duurzame energie), in 2020 1,6 Mton (duurzame energie).

5.7 Backstop-technieken

Bij de eindverbruikssectoren vindt in 2020 een totale CO₂-reductie plaats van 36 Mton. De CO₂-reductie in de elektriciteitsvoorziening bedraagt 1,6 Mton. De totale reductie door besparingen en extra inzet van duurzame energie bedraagt dus ruim 37 Mton. De totaal benodigde reductie bedraagt 95 Mton, er resteert dus nog 54 Mton voor backstop-technieken. Op basis van de gegevens in hoofdstuk 4 en de karakteristieken van het GC-scenario toont onderstaande tabel een schatting van de potentiëlen voor de verschillende backstop-technieken. Hieronder volgt een toelichting op de tabel.

Tabel 5.4 *Potentieel backstop-technieken in 2020 in Mton*

| | 2020 | w.v. in 2010 |
|---|-----------|--------------|
| CO ₂ -afvang bij kunstmest/raffinage | 8 | 5 |
| CO ₂ -afvang bij poederkool, STEG (retrofit) | 9 | 8 |
| CO ₂ -afvang bij grootschalige W/K | 5 | 0 |
| CO ₂ -afvang bij STEG's/KV-STEG/SV-STEG | 15 | 2 |
| Biomassa import voor ondervuring | 15 | 3 |
| Biomassa import voor transport | 15 | 3 |
| Import duurzame energie/kernenergie | p.m. | p.m. |
| <i>Totaal</i> | <i>68</i> | <i>21</i> |

Deze potentiëlen tezamen zijn voldoende om te komen tot de gewenste CO₂-reductie. Het is echter vrijwel niet meer van belang over een voorkeursvolgorde te spreken, omdat inzet van bijna alle opties noodzakelijk is.

5.7.1 Backstop-opties in de elektriciteitssector

De elektriciteitssector is een sector waar een relatief groot potentieel ligt voor toepassing van backstop-technieken. Gegeven de afwegingen in hoofdstuk 4 wordt hierbij de

grootste rol verondersteld voor CO₂-afvang en opslag. Ten dele gaat het om bestaande installaties waar retrofit CO₂-verwijdering wordt toegepast. Om uiteindelijk niet meer elektriciteit te produceren komt nieuw vermogen met CO₂-afvang in de plaats van ander vermogen. In het GC-scenario betreft dit vooral aardgas gestookt vermogen zonder CO₂-afvang, al dan niet gecombineerd met warmteproductie.

Minder STEG-vermogen en minder W/K-vermogen

In het GC-scenario wordt ruim 7000 MW aardgas gestookt STEG-vermogen voorzien. Door vermindering van de elektriciteitsvraag en om ruimte te maken voor andere centrales is minder nieuw gestookt STEG-vermogen nodig. Ten opzichte van de gemiddelde parkemissie resulteert dit in een CO₂-reductie van 1,4 Mton. Het GC-scenario kent een sterke groei van warmte/kracht-vermogen. Dit levert energiebesparing en CO₂-reductie op. Voor het niveau van CO₂-reductie waar nu echter naar gestreefd wordt, is echter een grotere CO₂-reductie in de elektriciteitsvoorziening nodig. Daartoe wordt de groei meer geconcentreerd op grootschalige warmte/krachtprojecten (gasmotoren en gasturbines), waarbij CO₂-afvang en opslag financieel aantrekkelijker is. In totaal wordt op deze manier circa 115 PJ minder elektriciteit geproduceerd met conventioneel warmte/kracht-vermogen dan in GC. Een groot gedeelte van deze daling wordt gecompenseerd door het feit, dat er grootschalig warmte/kracht-vermogen bijkomt, dat is uitgerust met CO₂-afvang. Daar wordt hieronder op terug gekomen. De daling leidt in eerste instantie tot een extra CO₂-emissie van $115 \times (0,09 - 0,074) = 1,9$ Mton.

Retrofit CO₂-verwijdering bij Poederkool en STEG's

De CO₂-verwijdering als retrofit-optie bij de 2 kolencentrales levert in 2010 een CO₂-reductie van 4,8 Mton, in 2020 door een combinatie van CO₂-afvang en minder draaiuren een reductie van 5,6 Mton. De retrofit CO₂-verwijdering bij de Eemseenheden levert een CO₂-reductie van 3 Mton. De totale reductie door retrofit CO₂-verwijdering bedraagt in 2010 dus 8 Mton en in 2020 bijna 9 Mton.

CO₂-afvang bij W/K-STEG

CO₂-afvang bij warmte/kracht is rendabeler naarmate de installatie groter is. Daarom wordt industrieel warmte/kracht-vermogen op basis van STEG extra gestimuleerd ten opzichte van de gasturbine. Dit leidt tot een totale elektriciteitsproductie van 70 PJ_{elektriteit} met STEG-vermogen met CO₂-afvang in 2020. De CO₂-afvang leidt tot een daling van het totale rendement van zo'n 15%. Als echter ook rekening wordt gehouden met de vermeden CO₂-emissie door warmtelevering betekent dit, dat de emissie van deze optie negatief is (-0,025 Mton/PJ). Dit betekent dat de vermeden CO₂-emissie door warmteproductie groter is dan de resterende CO₂-emissie uit de installatie. De vermeden hoeveelheid CO₂ bedraagt $65 \times (0,09 - (-0,023)) = 7,3$ Mton. De netto CO₂-reductie bedraagt dus $7,3 - 1,9 = 5,4$ Mton. De verwachting is dat deze optie vrijwel volledig na 2010 wordt gerealiseerd.

CO₂-afvang bij SV-STEG, bij KV-STEG en bij STEG

Evenals bij de W/K-STEG's is CO₂-afvang mogelijk bij de STEG's voor stadsverwarming, maar ook bij KV-STEG's en STEG's. Bij de gegeven prijzen zijn de KV-STEG's echter beduidend duurder dan STEG's. Daarom wordt in deze variant alleen gekozen voor STEG's en niet voor KV-STEG's. Het is echter voorstelbaar, dat onder invloed

van de diversificatie en prijsontwikkelingen de marktpositie van de KV-STEG verbetert. In totaal betekent dit dat bij een kleine 150 PJ elektriciteitsproductie door nieuwe installaties CO₂ wordt afgevangen. Dit levert in 2020 een extra CO₂-reductie op ten opzichte van GC van 14 Mton. Verrekening met de vervanging van nieuw STEG vermogen betekent een totale reductie van 15 Mton ten opzichte van GC. Er wordt voorzien, dat in 2010 reeds een beperkt aantal centrales met CO₂-opslag kan worden gerealiseerd.

5.7.2 Overige backstop-opties

CO₂-afvang bij kunstmest/raffinage

De totale procesemissies bij de kunstmestindustrie en de raffinaderijen bedragen zo'n 9 Mton in 2020. Bij 90% CO₂-afvang kan dus circa 8 Mton gereduceerd worden.

De totale hoeveelheid CO₂-reductie door CO₂-afvang in 2020 bedraagt 37 Mton (circa 29 Mton in de elektriciteitssector en 8 Mton bij raffinage en kunstmest). De hoeveelheid afgevangen CO₂ bedraagt echter meer dan deze 37 Mton, namelijk zo'n 42 Mton. Dit verschil ontstaat door een daling van het rendement door CO₂-afvang en doordat de CO₂-reductie bij de elektriciteitsproductie wordt uitgerekend ten opzichte van gemiddelde parkemissies, terwijl de af te vangen hoeveelheid CO₂ gebeurt bij STEG's. Een ruwe schatting van Ecofys geeft aan dat de maximale totale jaarlijkse hoeveelheid af te vangen en op te slaan CO₂ ongeveer 40 Mton bedraagt. De hoeveelheid in het scenario ligt dus in de buurt van deze schattingen.

Biomassa-import voor ondervuring

Zoals al aangegeven in hoofdstuk 4, is de beschikbare hoeveelheid biomassa op wereldschaal weliswaar groot, maar zullen de kosten toenemen bij toenemende hoeveelheden. Dit vanwege het feit, dat biomassa dan moet gaan concurreren met andere vormen van landgebruik (per hectare grondoppervlak moet voldoende 'verdiend' worden). Voor 12 gulden per GJ is een ruime hoeveelheid biomassa voor handen. Het finaal verbruik voor ondervuring in de industrie bedraagt in de sturingsvariant ruim 400 PJ. Dit gaat gepaard met een CO₂-emissie van circa 25 Mton. Als 60% vervanging door biomassa haalbaar is levert dit een reductie van 15 Mton. Dit vergt een inzet van biomassa van 250 à 300 PJ. Zoals reeds vermeld in hoofdstuk 4 wordt ervan uitgegaan dat in 2020 een gedeelte van deze biomassa eerst wordt omgezet in waterstof, waarna bijmenging in het aardgasnet plaats vindt. Er is echter aanvullend onderzoek nodig om te inventariseren in hoeverre het hiervoor beschrevene daadwerkelijk mogelijk is, zowel gelet op de beschikbaarheid van de biomassa, de toepassing voor ondervuring, de omzetting in waterstof en de bijbehorende kosten.

Biomassa-import voor transport

De hoeveelheid olie in de transportsector bedraagt in de sturingsvariant in 2020 ruim 450 PJ. Als uiteindelijk de helft zou kunnen worden vervangen door bio-brandstoffen betekent dit een CO₂-reductie van circa 15 Mton. Overigens kan ook een deel van de reductie worden bereikt door inzet van elektrische auto's, waarbij de elektriciteit CO₂-vrij wordt opgewekt. Nadere analyse van de kosteneffectiviteit is echter gewenst.

Import duurzame energie/kernenergie

Er is in de sturingsvariant gekozen voor CO₂-opslag als maatregel om in de elektriciteitsvoorziening vrijwel CO₂-loze elektriciteit te bereiken. Dit betekent dat vrijwel alle grootschalige nieuwbouw van elektriciteitsproductievermogen vanaf 2005 CO₂-vrij/arm is. De ruimte om hier bovenop grootschalig elektriciteit uit duurzame bronnen of kernenergie te importeren is daardoor beperkt. Overigens zal de toekomst uit moeten wijzen of CO₂-opslag de voorkeur heeft boven (import van) nucleaire en duurzame energie. Wellicht dat de hierboven genoemde optie van elektrische auto's meer ruimte biedt voor de verschillende opties.

Concluderend lijkt het potentieel aan backstop-technologieën aanwezig. Dit zal echter nog zeer grote inspanningen vergen en er is nader onderzoek nodig om te zien of het ook daadwerkelijk gerealiseerd kan worden. In het geval van concurrerende opties, zoals in de elektriciteitsvoorziening, zal soms een keuze gemaakt moeten worden. Deze keuze dient niet alleen gebaseerd te zijn op kosteneffectiviteit, maar bijvoorbeeld ook op toepasbaarheid van de bron voor andere doeleinden (bijv. biomassa).

5.8 Kosten CO₂-reductie in 2010

Bij de kosten valt een onderscheid te maken naar de kosten volgens de eindverbruikersbenadering en de kosten vanuit een nationale optiek. De belangrijkste verschillen bestaan uit de gehanteerde rentevoeten en de gebruikte energieprijzen (tarieven versus nationale kosten, inclusief resp. exclusief heffingen). Allereerst wordt ingegaan op de kosten voor eindverbruikers, vervolgens worden de kosten in de elektriciteitsvoorziening bepaald (inclusief CO₂-verwijdering). De paragraaf wordt afgesloten met een beschouwing over de backstop-technieken, die niet in het elektriciteitspark voorkomen. De belangrijkste input voor de kostengegevens is weergegeven in bijlage 1.

5.8.1 Kosten voor eindverbruikers

De kosten van besparingen voor eindverbruikers worden bepaald om een indruk te geven hoe kosteneffectief de besparingsmaatregelen zijn vanuit het oogpunt van de eindverbruiker. Dit betekent dus dat gerekend wordt met de energieprijzen zoals die gelden voor de eindverbruiker en dat gerekend wordt met bij de eindverbruikers gehanteerde rentevoeten. Deze laatste liggen duidelijk hoger dan de min of meer nationale reële rentevoet van 5%. Er wordt in deze kostenberekeningen voor de te hanteren levensduur en rentevoeten aangesloten bij de milieukostenmethodiek (zie bijlage 1, tabel 1). In tabel 2 (bijlage 1) zijn de gehanteerde energieprijzen per sector weergegeven. De kale prijs is in het referentiescenario en de beide varianten gelijk. Wat verschilt per scenario is de hoogte van de heffing en het gedeelte van de vraag, waarover deze heffing betaald wordt.

De berekende besparingen in de diverse sectoren vergen meerinvesteringen van de eindverbruikers. In de vorige paragrafen is de bereikte besparing aangegeven. In bijlage 1 tabel 3a is deze besparing uitgesplitst door voor zowel het referentiescenario als voor de beide varianten het totale elektriciteits- en brandstofverbruik op te nemen. Tabel 4a toont de meerinvesteringen en de overige kosten die nodig zijn om de diverse

besparingen te bereiken. Tevens is hierin aangegeven hoeveel subsidie er nodig is om deze besparingen te bereiken. De data in deze tabel zijn berekend met het SAVE-model.

In tabel 5a in bijlage 1 is bepaald hoeveel de eindverbruikers jaarlijks betalen aan energie in het referentiescenario. Deze kosten omvatten dus niet alleen de jaarlijkse energierekening, maar ook de jaarlijkse kapitaalskosten en overige kosten, eventueel verminderd met subsidies. De eerste kolom duidt op het verbruik aan fossiele brandstoffen. In de meeste sectoren betreft dit voornamelijk aardgas, in de industrie (gedeeltelijk) en de transportsector gaat het echter ook om kolen en/of olie. In de laatste kolom is aangegeven hoeveel de eindverbruikers aan REB betalen (over aardgas en elektriciteit gezamenlijk). De jaarlijkse kosten in het GC-scenario bedragen in 2010 zo'n 70 miljard, waarvan kosten van de meerinvesteringen voor energiebesparing dus zo'n 6,5 miljard bedragen. Tabel 5.5 bevat de vergelijkbare kostenstaat voor de sturingsvariant.

Tabel 5.5 *Jaarlijkse uitgaven aan energie in 2010, gezien door eindverbruikers, sturingsvariant*

| mld f/jaar | G/K/O | Elek | Inv. kosten | Ov. kosten | Totaal | wv. heffing |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| Huishoudens | 6,6 | 6,5 | 5,9 | 0,0 | 19,0 | 3,5 |
| Diensten en overheid | 3,7 | 6,2 | 3,8 | 0,0 | 13,7 | 2,7 |
| Industrie | 8,6 | 7,5 | 1,1 | 0,2 | 17,5 | 1,2 |
| Land/tuinbouw | 1,6 | 0,9 | 0,3 | 0,1 | 2,9 | 0,2 |
| Transport | 19,9 | 0,3 | 0,4 | 0,0 | 20,6 | 11,0 |
| <i>Totaal</i> | <i>40,4</i> | <i>21,4</i> | <i>11,6</i> | <i>0,3</i> | <i>73,7</i> | <i>18,6</i> |
| Verschil met het referentiescenario | | | | | | |
| Huishoudens | 0,6 | -0,5 | 3,2 | 0,0 | 3,3 | 2,1 |
| Diensten en overheid | 0,1 | 0,8 | 1,1 | 0,0 | 1,9 | 1,6 |
| Industrie | -0,6 | 0,0 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,8 |
| Land/tuinbouw | -0,4 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | -0,2 | 0,1 |
| Transport | -1,9 | 0,0 | 0,4 | 0,0 | -1,5 | -1,1 |
| <i>Totaal</i> | <i>-2,3</i> | <i>0,4</i> | <i>5,1</i> | <i>0,6</i> | <i>3,8</i> | <i>3,5</i> |

Ondanks de stijging van de energieprijzen middels de verhoging van de heffing, de afschaffing van de heffingsvrije voet en verbreding van de heffingsgrondslag neemt de totale rekening voor gas (dan wel olie) af. Alleen de sector diensten/overheid vertoont nog een lichte stijging. Voor elektriciteit gaat dat wel op bij de huishoudens en in de industrie, alleen bij de diensten/overheid en de landbouw wordt de extra betaalde heffing niet meer gecompenseerd door de besparingen. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door het feit dat de besparingen op elektriciteit geringer zijn dan voor gas. De investeringskosten nemen toe tot bijna 11 miljard. De totale rekening stijgt naar ongeveer 74 miljard gulden.

In het geval van de nationale kostenbenadering (tabel 5.6) wordt niet gerekend met de prijzen voor eindverbruikers, maar voor aardgas met de D-schijf (23 cent/m³) en voor elektriciteit met gemiddelde productiekosten (circa 9 ct/kWh). Tevens worden de investeringskosten bepaald op basis van een rentepercentage van 5%.

Tabel 5.6 *Jaarlijkse uitgaven aan energie vanuit een nationaal perspectief, sturingsvariant*

| mld f/jaar | G/K/O | Elek | Inv. kosten | Ov. kosten | Totaal |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| Huishoudens | 2,4 | 2,4 | 5,0 | 0,0 | 9,7 |
| Diensten en overheid | 1,3 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 6,1 |
| Industrie | 7,1 | 4,5 | 1,3 | 0,2 | 13,2 |
| Land/tuinbouw | 1,2 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 2,0 |
| Transport | 8,9 | 0,2 | 0,4 | 0,0 | 9,4 |
| <i>Totaal</i> | <i>20,9</i> | <i>9,7</i> | <i>9,3</i> | <i>0,3</i> | <i>40,3</i> |
| Verschil met referentiescenario | | | | | |
| Huishoudens | -0,4 | -0,6 | 2,9 | 0,0 | 1,9 |
| Diensten en overheid | -0,3 | -0,1 | 0,8 | 0,0 | 0,5 |
| Industrie | -1,0 | -0,2 | 0,9 | 0,2 | 0,0 |
| Land/tuinbouw | -0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | -0,2 |
| Transport | -0,8 | 0,0 | 0,4 | 0,0 | -0,5 |
| <i>Totaal</i> | <i>-2,7</i> | <i>-0,9</i> | <i>5,1</i> | <i>0,3</i> | <i>1,8</i> |

Vanuit nationale optiek stijgen de kosten bij eindverbruikers licht (4%). Op de beide energiedragers wordt in alle sectoren bespaard, alleen in de land- en tuinbouw en transport wordt niet op elektriciteit bespaard. Opvallend is verder, dat bij de huishoudens en de diensten/overheid de kosten vanuit nationale optiek toenemen, terwijl deze bij de industrie en de land- en tuinbouw juist afnemen/gelijk blijven. De hoge kosten in eerstgenoemde sectoren worden vooral veroorzaakt door de aanscherping van de EPN/EPL. De investeringen in besparing op ruimteverwarming die hiervoor nodig zijn, zijn niet allemaal rendabel.

Het verschil in de kosten tussen de referentie en de sturingsvariant vormt de basis voor de bepaling van het totale effect voor de eindverbruikssectoren. Dit is dus een combinatie van enerzijds verhoogde energieprijzen en anderzijds de investeringsmaatregelen. De kosteneffectiviteit van de besparingsmaatregelen is bepaald op basis van de geldende prijzen in de sturingsvariant (dus inclusief de verdubbelde REB. In tabel 5.7 is deze effectiviteit weergegeven voor de eindverbruikersbenadering, in tabel 5.8 voor de nationale kosten berekening.

Tabel 5.7 *Overzicht meerkosten en kosteneffectiviteit, eindverbruikersbenadering*

| | Effect hogere heffing, voor besparing [mld f] | Netto toe/afname, na besparing [mld f] | Effect besparingen [mld f] | Kosteneffectiviteit besparingen [f/ton] |
|----------------------|---|--|----------------------------|---|
| Huishoudens | 2,8 | 3,3 | 0,5 | 83 |
| Diensten en overheid | 1,8 | 1,9 | 0,1 | 42 |
| Industrie | 0,9 | 0,4 | -0,5 | -66 |
| Land/tuinbouw | 0,1 | -0,2 | -0,3 | -160 |
| Transport | 0,0 | -1,6 | -1,6 | -550 |

De kosteneffectiviteit van de besparingsopties volgens de eindverbruikersbenadering is berekend door bij de kosten in het referentiescenario eerst het effect van de verhoging en de verbreding van de heffingsgrondslag op te tellen, als ware er nog niet extra

bespaard. Het verschil tussen deze kosten en de kosten in de sturingsvariant vormt een maat voor de effectiviteit van de besparingsmaatregelen.

Vanuit de eindverbruikers bekeken zijn niet alle besparingen kosteneffectief. In de huishoudens treden ook bij de verdubbelde REB extra kosten op. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de normering m.b.v. EPN/EPL die gemiddeld gezien niet kosteneffectief is. Voor de overige sectoren geldt, dat bij de prijzen in de sturingsvariant, het totaal aan maatregelen gemiddeld een rendement heeft, dat hoger is dan de rekenrente (afhankelijk van de sector 8 dan wel 15%). Dit betekent echter niet dat alle eindverbruikers minder voor energie betalen, omdat ze ook worden geconfronteerd met een verdubbeling van de REB.

Het is belangrijk te realiseren, dat de kosteneffectiviteit in guldens per ton wel een indicatie vormt of een optie rendabel is of niet. Hij kan echter niet zondermeer worden gebruikt voor bepaling van de mate van rentabiliteit. Dit vanwege het feit dat de verbruiker de effectiviteit baseert op het rendement van het te investeren vermogen en niet op de vermeden CO₂-emissie.

De transportsector kent een relatief sterk negatieve kosteneffectiviteit. Dit betekent dat de opties zeer aantrekkelijk zijn. Hierbij moet echter bedacht worden, dat geen kosten zijn toegekend aan zaken als langzamer rijden.

Tabel 5.8 *Overzicht meerkosten en kosteneffectiviteit, nationale kosten, 2010*

| | Effect besparingen [mld/f] | Kosteneffectiviteit [f/ton] |
|----------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Huishoudens | 1,9 | 340 |
| Diensten en overheid | 0,5 | 200 |
| Industrie | 0,0 | 0 |
| Land/tuinbouw | -0,2 | -72 |
| Transport | -0,4 | -170 |

5.8.2 Kosten in de elektriciteitsvoorziening

Ook voor de kostenbepaling van het aanbod wordt een onderscheid gemaakt, naar de kosten volgens eindgebruikersbenadering en de kosten volgens nationale kosten. Het verschil in kostenbenadering komt voort uit de gehanteerde waarden voor levensduur en rente voor centrales. Bij eindverbruikers is een rente van 15% en een levensduur van 25 jaar gehanteerd. Voor de nationale kosten is uitgegaan van 5% en 25 jaar.

In tabel 7a in bijlage 1 staat aangegeven welke investeringen in beide varianten nodig zijn voor het opgestelde vermogen in 2010. Ter vergelijking zijn hierbij ook de cijfers voor de referentie opgenomen. In totaal wordt er in de sturingsvariant 6,5 miljard meer geïnvesteerd dan in de referentie. Het grootste gedeelte van de extra investeringen wordt besteed aan duurzame energie. De overige investeringen hebben voornamelijk betrekking op CO₂-verwijdering.

Op basis van deze investeringscijfers, gecombineerd met de brandstofprijzen uit het GC-scenario zijn de kosten per type vermogen bepaald. Dit is weergegeven in tabel 8a

in de bijlage. De totale kosten van elektriciteitsproductie stijgen in de eindverbruikersbenadering van 10,9 naar 11,4 miljard per jaar. Per kWh betekent dit een stijging van 9,4 naar 10,8 cent. Bij de eindverbruikersbenadering is bij de kosten van duurzame energie (zon en wind) rekening gehouden met de bestaande vrijstelling van de REB voor duurzame energie. Voor de nationale kostenbenadering stijgen de kosten van 7,1 naar 8,0 cent/kWh. Onderstaande tabel toont de kosteneffectiviteit.

Tabel 5.9 *Kosteneffectiviteit elektriciteitsopties in 2010 in [f/ton]*

| | Eindverbruikers | Nationaal |
|--|-----------------|-----------|
| Wind-land | 16 | 92 |
| Wind-zee | 314 | 174 |
| Zon | 1038 | 474 |
| Kolen sluiten | 75 | 28 |
| Kolen --> gas | 38 | 38 |
| Retrofit CO ₂ -verwijdering kolen | 97 | 60 |
| Retrofit CO ₂ -verwijdering gas | 114 | 63 |
| | | |
| KV-STEG CO ₂ | 318 | 184 |
| STEG- CO ₂ | 97 | 76 |
| SV- CO ₂ | 100 | 59 |
| W/K- CO ₂ | 134 | 80 |
| <i>Totaal</i> | <i>101</i> | <i>61</i> |

Bij de eindverbruikersbenadering zijn de kosten voor de duurzame bronnen inclusief de vrijstelling voor de REB. Dit betekent een subsidie van 5,9 cent/kWh. Dit is de belangrijkste reden dat de kosten voor eindverbruikers voor wind op land bijna 0 zijn. De positieve kostengetallen duiden er op, dat de voorgestelde maatregelen de exploitanten netto geld kosten. Subsidies en/of andere stimuleringsmaatregelen zijn dus nodig om dit daadwerkelijk te realiseren.

De kosten bij de KV-STEG in tabel 5.9 liggen duidelijk hoger dan die van de andere opties voor CO₂-afvang. In andere studies worden vaak lagere kosten aangegeven en zijn de kosten voor afvang bij de KV-STEG vaak vergelijkbaar met die van de STEG. In dergelijke studies zijn de kosten echter gebaseerd op een vergelijking van de kosten van een KV-STEG met afvang en een KV-STEG zonder afvang. Hier is de vergelijking gemaakt tussen een KV-STEG met afvang en het gemiddelde park in GC.

De totale jaarlijkse meerkosten in de elektriciteitssector liggen voor de eindverbruikersbenadering op f 1,6 miljard en voor de nationale kostenbenadering op f 1,0 miljard. De meerkosten bestaan enerzijds uit het gesignaleerde verschil in tabel 8a in de bijlage. Hierbij dient echter nog gecorrigeerd te worden voor het feit, dat de totale productie in de sturingsvariant lager is (door de besparingen bij het eindverbruik). De meerkosten worden daarom bepaald door het verschil tussen de totale kosten in de sturingsvariant en het product van de gemiddelde kWh-kosten in de referentie en de elektriciteitsproductie uit de sturingsvariant. De CO₂-reductie bedraagt zo'n 16 Mton. De kosteneffectiviteit ligt dus op f 101 respectievelijk f 61 per ton.

5.8.3 Kosten voor de overige backstop-technieken

CO₂-afvang bij kunstmest/raffinaderijen

Het geschatte potentieel voor 2010 bedraagt circa 4 Mton. De totale kosten bedragen dus zo'n f 100 miljoen per jaar.

Biomassa voor ondervuring

Inzet van circa 60 PJ voor ondervuring betekent een vermeden CO₂-emissie van circa 3 Mton. De kosteneffectiviteit bedraagt 110 - 220 f/ton, dus dit leidt tot meerkosten van 0,3 miljard tot 0,7 miljard.

Biomassa voor transport

De kosteneffectiviteit van inzet van methanol in de transportsector bedraagt f 133 - f 250 per ton vermeden CO₂. Bij een inzet van 20 PJ methanol in plaats van diesel bedraagt de CO₂-reductie zo'n 1,5 Mton. De totale kosten liggen dus tussen de f 0,2 tot f 0,4 miljard.

De kosteneffectiviteit van inzet van ethanol in de transportsector ligt rond de f 150 per ton vermeden CO₂. Inzet van 20 PJ ethanol betekent een CO₂-reductie van circa 1,5 Mton. De extra kosten bedragen dus zo'n f 0,2 miljard.

5.8.4 Totaal kostenoverzicht

Tabel 5.10 *Overzicht meerkosten en CO₂-reductie in de sturingsvariant 2010*

| [miljard f] | Uitgaven aan energie (inclusief investeringen en overige kosten) | | |
|---|---|----------------|---------------------------|
| | Eindverbruikers | Nationaal | CO ₂ -reductie |
| Huishoudens | 3,3 | 1,9 | 7,6 |
| Diensten en overheid | 1,9 | 0,5 | 2,4 |
| Industrie | 0,4 | 0,0 | 8,3 |
| Land/tuinbouw | -0,2 | -0,2 | 2,1 |
| Transport | -1,5 | -0,5 | 2,7 |
| <i>Subtotaal eindverbruikers</i> | <i>3,8</i> | <i>1,8</i> | <i>23,1</i> |
| Elektriciteit | 0,5 | 0,3 | 6,2 |
| CO ₂ -opslag, raff/kunstmest | 0,1 | 0,1 | 4,0 |
| CO ₂ -opslag, elek. centrales retrofit | 0,8 | 0,5 | 7,8 |
| CO ₂ -opslag, elek. centrales nieuw | 0,3 | 0,2 | 1,5 |
| Biomassa-ondervuring | 0,2-0,4 | 0,2-0,4 | 1,5 |
| Biomassa-transport | 0,2-0,3 | 0,2-0,3 | 1,5 |
| <i>Totaal</i> | <i>5,9-6,6</i> | <i>3,3-3,6</i> | <i>45,5</i> |

De totale kosten liggen rond de 6 miljard, gerekend vanuit de eindverbruikers. Overigens is bij de maatregelen in de aanbodsector nog geen rekening gehouden met de noodzakelijke stimulering vanuit de overheid. Vanuit de nationale optiek liggen de kosten rond de 3,5 miljard. De heffingsopbrengst aan REB neemt in de sturingsvariant met bijna 5 miljard toe ten opzichte van het referentiescenario.

Tabel 5.11 *Kostenoverzicht overheid ten opzichte van GC-referentie (mld gulden)*

| | |
|---------------------------------|----------------------------|
| Extra REB opbrengst | 4,5 |
| Minder accijns | -1,1 |
| Subsidies | -0,9 |
| Stimulering aanbod | -2,1 tot -1,9 ⁴ |
| Biomassa transport, uit accijns | -0,3 tot -0,2 |
| Duurzame energie | -0,2 |
| <i>Totaal</i> | <i>-0,1 - 0,2</i> |

Voor de overheid zou deze variant in 2010 dus vrijwel kostenneutraal kunnen uitpakken in 2010. Hierbij is nog geen rekening gehouden met de eventuele tax credit om de eindverbruikers te compenseren voor het afschaffen van de heffingsvrije voet (circa f 1,5 miljard).

5.9 Kosten CO₂-reductie in 2020

De methodiek van de kostenberekening is reeds beschreven in paragraaf 5.8. In deze paragraaf wordt ingegaan op de resultaten voor 2020. Allereerst wordt ingegaan op de kosten voor eindverbruikers, vervolgens worden de kosten in de elektriciteitsvoorziening bepaald (inclusief CO₂-verwijdering). De paragraaf wordt afgesloten met een beschouwing over de backstop-technieken, die niet in het elektriciteitspark voorkomen. De belangrijkste input voor de kostengegevens is weergegeven in bijlage 1.

5.9.1 Kosten voor eindverbruikers

In tabel 5b in bijlage 1 is bepaald hoeveel de eindverbruikers jaarlijks betalen aan energie in het referentiescenario. Deze kosten omvatten dus niet alleen de jaarlijkse energierekening, maar ook de jaarlijkse kapitaalskosten en overige kosten, eventueel verminderd met subsidies. De eerste kolom duidt op het verbruik aan fossiele brandstoffen. In de meeste sectoren betreft dit voornamelijk aardgas, in de industrie (gedeeltelijk) en de transportsector gaat het echter ook om kolen en/of olie. In de laatste kolom is aangegeven hoeveel de eindverbruikers aan REB betalen (over aardgas en elektriciteit gezamenlijk).

De jaarlijkse kosten in het GC-scenario bedragen zo'n 85 miljard, waarvan kosten van de meerinvesteringen in energiezuinige apparaten ruim 7 miljard bedragen. Tabel 5.12 bevat de vergelijkbare kostenstaat voor de sturingsvariant 2020.

⁴ Bij de bepaling van de kosten van stimulering van het aanbod is er vanuit gegaan, dat de meerkosten van de opties exact worden gecompenseerd door de bijdragen van de overheid, m.a.w. geen free-ridereffecten.

Tabel 5.12 *Jaarlijkse uitgaven aan energie en besparingsinvesteringen, gezien door eindverbruikers, sturingsvariant 2020*

| [mld f/jaar] | G/K/O | Elek | Inv. kosten | Ov. kosten | Totaal | wv. heffing |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| Huishoudens | 6,1 | 8,4 | 6,9 | 0,0 | 21,4 | 3,6 |
| Diensten en overheid | 4,9 | 9,5 | 4,5 | 0,0 | 18,9 | 3,7 |
| Industrie | 9,7 | 8,4 | 0,9 | 0,7 | 19,7 | 1,3 |
| Land/tuinbouw | 2,1 | 1,1 | 0,3 | 0,1 | 3,6 | 0,2 |
| Transport | 20,1 | 0,3 | 1,2 | 0,0 | 21,5 | 11,1 |
| <i>Totaal</i> | <i>42,9</i> | <i>27,8</i> | <i>13,8</i> | <i>0,8</i> | <i>85,2</i> | <i>19,9</i> |
| Verschil met het referentiescenario | | | | | | |
| Huishoudens | -0,8 | -1,7 | 4,0 | 0,0 | 1,5 | 1,9 |
| Diensten en overheid | -0,3 | 1,1 | 1,4 | 0,0 | 2,2 | 2,1 |
| Industrie | -1,6 | -0,2 | 0,2 | 1,3 | -0,3 | 0,8 |
| Land/tuinbouw | -0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | -0,2 | 0,1 |
| Transport | -4,5 | 0,0 | 1,2 | 0,0 | -3,2 | -2,5 |
| <i>Totaal</i> | <i>-7,5</i> | <i>-0,6</i> | <i>6,7</i> | <i>1,3</i> | <i>1,1</i> | <i>2,4</i> |

Ondanks de stijging van de energieprijzen middels de verhoging van de heffing, de afschaffing van de heffingsvrije voet en verbreding van de heffingsgrondslag neemt in alle sectoren de totale rekening voor gas (dan wel olie) af. Voor elektriciteit gaat dat wel op bij de huishoudens en in de industrie, alleen bij de diensten/overheid en de landbouw wordt de extra betaalde heffing niet meer gecompenseerd door de besparingen. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door het feit dat de besparingen op elektriciteit geringer zijn dan voor gas. De investeringskosten nemen toe tot bijna 14 miljard. De totale rekening stijgt naar ruim 85 miljard gulden.

In het geval van de nationale kostenbenadering wordt niet gerekend met de prijzen voor eindverbruikers, maar voor aardgas met de D-schijf (26 cent/m³) en voor elektriciteit met gemiddelde productiekosten (circa 9 ct/kWh). Tevens worden de investeringskosten bepaald op basis van een rentepercentage van 5%.

Tabel 5.13 *Jaarlijkse uitgaven aan energie en besparingsinvesteringen vanuit een nationaal perspectief, sturingsvariant*

| mld f/jaar | G/K/O | Elek | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| Huishoudens | 2,2 | 3,1 | 5,9 | 0,0 | 10,6 |
| Diensten en overheid | 1,8 | 3,7 | 2,8 | 0,0 | 7,9 |
| Industrie | 8,3 | 5,0 | 1,3 | 0,7 | 15,1 |
| Land/tuinbouw | 1,7 | 0,5 | 0,3 | 0,1 | 2,5 |
| Transport | 9,0 | 0,2 | 1,2 | 0,0 | 10,3 |
| <i>Totaal</i> | <i>23,0</i> | <i>12,3</i> | <i>11,4</i> | <i>0,8</i> | <i>47,5</i> |
| Verschil met referentiescenario | | | | | |
| Huishoudens | -0,9 | -1,2 | 3,6 | 0,0 | 1,5 |
| Diensten en overheid | -0,5 | -0,2 | 0,9 | 0,0 | 0,3 |
| Industrie | -1,9 | -0,4 | 1,0 | 0,7 | -0,6 |
| Land/tuinbouw | -0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | -0,1 |
| Transport | -1,9 | 0,0 | 1,2 | 0,0 | -0,7 |
| <i>Totaal</i> | <i>-5,5</i> | <i>-1,7</i> | <i>6,8</i> | <i>0,8</i> | <i>0,4</i> |

Vanuit nationale optiek blijven de kosten bij eindverbruikers vrijwel constant (de stijging bedraagt 0,8%). Op de beide energiedragers wordt in alle sectoren bespaard, alleen in de land- en tuinbouw en transport wordt niet op elektriciteit bespaard. Opvallend is verder, dat bij de huishoudens en de diensten/overheid de kosten vanuit nationale optiek toenemen, terwijl deze bij de industrie en de land- en tuinbouw juist afnemen. De hoge kosten in eerstgenoemde sectoren worden vooral veroorzaakt door de aanscherping van de EPN/EPL. De investeringen in besparing op ruimteverwarming die hiervoor nodig zijn, zijn niet allemaal rendabel.

Het verschil in de kosten tussen de referentie en de sturingsvariant vormt de basis voor de bepaling van het totale effect voor de eindverbruikssectoren. Dit is dus een combinatie van enerzijds verhoogde energieprijzen en anderzijds de investeringsmaatregelen. De kosteneffectiviteit van de besparingsmaatregelen is bepaald op basis van de geldende prijzen in de sturingsvariant (dus inclusief de verdubbelde REB). In tabel 5.14 is deze effectiviteit weergegeven voor de eindverbruikersbenadering, in tabel 5.15 voor de nationale kosten berekening.

Tabel 5.14 *Overzicht meerkosten en kosteneffectiviteit, eindverbruikersbenadering*

| | Effect hogere heffing, voor besparing [mld f] | Netto toe/afname, na besparingen [mld f] | Effect besparingen [mld f] | Kosteneffectiviteit besparingen [f/ton] |
|----------------------|--|---|-------------------------------|--|
| Huishoudens | 3,3 | 1,5 | -1,8 | -180 |
| Diensten en overheid | 2,6 | 2,2 | -0,4 | -105 |
| Industrie | 1,0 | -0,3 | -1,3 | -100 |
| Land/tuinbouw | 0,1 | -0,2 | -0,3 | -175 |
| Transport | 0,0 | -3,3 | -3,3 | -500 |

Vanuit de eindverbruikers gezien zijn bij de verdubbelde heffing de besparingen kosteneffectief bij de gehanteerde kostenparameters. Een belangrijke reden voor de aantrekkelijke kosteneffectiviteit bij de huishoudens ligt bij de besparing op elektrische

apparaten. Hier is echter gedeeltelijk sprake van comfortverlies, waarvoor geen extra kosten zijn berekend.

De transportsector kent een relatief sterk negatieve kosteneffectiviteit. Dit betekent dat de opties zeer aantrekkelijk zijn. Hierbij moet echter bedacht worden, dat geen kosten zijn toegekend aan zaken als langzamer rijden/comfortverlies.

Tabel 5.15 *Overzicht meerkosten en kosteneffectiviteit, nationale kosten*

| | Effect besparingen [mld f] | Kosteneffectiviteit [f/ton] |
|----------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Huishoudens | 1,5 | 145 |
| Diensten en overheid | 0,3 | 90 |
| Industrie | -0,6 | -45 |
| Land/tuinbouw | -0,1 | -50 |
| Transport | -0,7 | -110 |

De betere kosteneffectiviteit in de huishoudens ten opzichte van 2010 wordt veroorzaakt door een toename van het aandeel van besparing op elektriciteit (wat een zeer kosteneffectieve optie is). Vanuit de eindverbruikers bekeken zijn alle besparingen kosteneffectief. Dit betekent, dat bij de prijzen in de sturingsvariant, het totaal aan maatregelen gemiddeld een rendement heeft, dat hoger is dan de rekenrente (in dit geval 15%). Dit houdt echter niet in dat alle eindverbruikers minder voor energie betalen, omdat ze ook worden geconfronteerd met een verdubbeling van de REB (zie tabel 5.14).

Vanuit nationaal oogpunt zijn de maatregelen bij huishoudens en diensten niet kosteneffectief. Dit wordt vooral veroorzaakt door de strenge normen voor besparing op ruimteverwarming. Hiervoor zijn maatregelen nodig, die niet kosteneffectief zijn.

5.9.2 Kosten in de elektriciteitsvoorziening

In tabel 7b in bijlage 1 staat aangegeven welke investeringen in beide varianten nodig zijn voor het opgestelde vermogen in 2020. Ter vergelijking zijn hierbij ook de cijfers voor de referentie opgenomen. In totaal wordt er in de sturingsvariant 17 miljard meer geïnvesteerd dan in de referentie. Het grootste gedeelte van de extra investeringen vindt plaats in de installaties die gecombineerd zijn met CO₂-verwijdering.

Op basis van deze investeringscijfers, gecombineerd met de brandstofprijzen uit het GC-scenario zijn de kosten per type vermogen bepaald. Dit is weergegeven in tabel 8b in de bijlage. De totale kosten van elektriciteitsproductie stijgen in de eindverbruikersbenadering van 16,5 naar 18,4 miljard per jaar. Per kWh betekent dit een stijging van 10,3 naar 12,9 cent. Bij de eindverbruikersbenadering is bij de kosten van duurzame energie (zon en wind) rekening gehouden met de bestaande vrijstelling van de REB voor duurzame energie. Voor de nationale kostenbenadering stijgen de kosten van 7,8 naar 9,5 cent/kWh. Onderstaande tabel toont de kosteneffectiviteit.

Tabel 5.16 *Kosteneffectiviteit elektriciteitsopties sturingsvariant in 2020 [f/ton]*

| | Eindverbruikers | Nationaal |
|--|-----------------|-----------|
| Wind-land | -42 | 18 |
| Wind-zee | 233 | 127 |
| Zon | 515 | 224 |
| Retrofit CO ₂ -verwijdering kolen | 115 | 63 |
| Retrofit CO ₂ -verwijdering gas | 126 | 68 |
| KV-STEG CO ₂ | 337 | 186 |
| STEG- CO ₂ | 127 | 87 |
| SV- CO ₂ | 107 | 66 |
| W/K- CO ₂ | 157 | 110 |
| <i>Totaal</i> | <i>122</i> | <i>74</i> |

Bij de eindverbruikersbenadering zijn de kosten voor de duurzame bronnen inclusief de vrijstelling voor de REB. Dit betekent dus een subsidie van 5,9 cent/kWh. Dit is de belangrijkste reden dat de kosten voor eindverbruikers voor wind op land negatief zijn (d.w.z. opbrengsten per vermeden ton CO₂). Vanuit nationaal oogpunt is wind op land redelijk kosteneffectief, voor wind op zee en zon geldt dit nog zeker niet. De duurzame opties zijn wel goedkoper geworden, maar zijn nog niet kosteneffectief.

De retrofit CO₂-verwijdering is voor kolen ongeveer even duur als voor gas. De hogere investeringen per kW voor kolen worden dus gecompenseerd door het feit, dat bij kolen meer CO₂ wordt afgevangen.

Voor de berekening van de kosteneffectiviteit voor de SV en W/K met CO₂-verwijdering is mede rekening gehouden met de kosten/opbrengsten als gevolg van het verminderende aandeel SV en WK zonder CO₂-verwijdering. Dit resulteert dan in een kosteneffectiviteit van het afvangen van CO₂ bij SV respectievelijk WK van respectievelijk *f* 106 en *f* 156 gulden per ton voor de eindverbruikersbenadering. Voor de nationale kosten is dit *f* 66 en *f* 110.

De totale jaarlijkse meerkosten in de elektriciteitssector liggen voor de eindverbruikersbenadering op *f* 3,6 miljard en voor de nationale kostenbenadering op *f* 2,3 miljard. De meerkosten bestaan enerzijds uit het signaleerde verschil in tabel 8 in de bijlage. Hierbij dient echter nog gecorrigeerd te worden voor het feit, dat de totale productie in de sturingsvariant lager is (door de besparingen bij het eindverbruik). De meerkosten worden daarom bepaald door het verschil tussen de totale kosten in de sturingsvariant en het product van de gemiddelde kWh-kosten in de referentie en de elektriciteitsproductie uit de sturingsvariant. De CO₂-reductie bedraagt zo'n 30 Mton. De kosteneffectiviteit ligt dus op *f* 126 respectievelijk *f* 76 per ton.

5.9.3 Kosten voor de overige backstop-technieken

CO₂-afvang bij kunstmest/raffinaderijen

Het geschatte potentieel bedraagt circa 8 Mton. De totale kosten bedragen dus zo'n *f* 200 miljoen per jaar.

Biomassa voor ondervuring

Inzet van circa 100 PJ voor ondervuring betekent een vermeden CO₂-emissie van circa 5 Mton. Tevens is er 30 PJ productie van waterstof uit biomassa verondersteld (zie hoofdstuk 4). Dit reduceert ruim 1,5 Mton. De kosten hiervan liggen op f 220 tot f 400 per ton. De gemiddelde kosteneffectiviteit ligt dus waarschijnlijk tussen de 150 - 250 f/ton. Bij een totale CO₂-reductie van 6,5 Mton leidt dit dus tot meerkosten van 1,0 miljard tot 1,6 miljard.

Biomassa voor transport

De kosteneffectiviteit van inzet van methanol in de transportsector bedraagt f 133 - f 250 per ton vermeden CO₂. Bij een inzet van 100 PJ methanol in plaats van benzine bedraagt de CO₂-reductie zo'n 7 Mton. De totale kosten liggen dus tussen de f 1 tot f 2 miljard.

De kosteneffectiviteit van inzet van ethanol in de transportsector ligt rond de f 150 per ton vermeden CO₂. Inzet van 100 PJ ethanol betekent een CO₂-reductie van circa 7 Mton. De extra kosten bedragen dus zo'n f 1,1 miljard.

5.9.4 Totaal kostenoverzicht

Tabel 5.17 *Overzicht meerkosten en CO₂-reductie [miljard f]*

| | Uitgaven aan energie (inclusief investeringen en overige kosten) | | |
|--|---|----------------|---------------------------|
| | Eindverbruikers | Nationaal | CO ₂ -reductie |
| Huishoudens | 1,5 | 1,1 | 10,2 |
| Diensten en overheid | 2,2 | 0,2 | 3,9 |
| Industrie | -0,3 | -0,7 | 13,8 |
| Land/tuinbouw | -0,2 | -0,1 | 1,9 |
| Transport | -3,2 | -0,8 | 6,4 |
| <i>Subtotaal eindverbruikers</i> | <i>0,1</i> | <i>-0,3</i> | <i>36,1</i> |
| Elektriciteit | 0,3 | 0,2 | 1,6 |
| CO ₂ -opslag, raff/kunstmest | 0,2 | 0,2 | 8,0 |
| CO ₂ -opslag, elek. centrales | 3,5 | 2,1 | 28,8 |
| Biomassa-ondervuring | 1,0-1,6 | 1,0-1,6 | 6,5 |
| Biomassa-transport | 2,1-3,1 | 2,1-3,1 | 14,0 |
| <i>Totaal</i> | <i>7,2-8,8</i> | <i>5,3-6,9</i> | <i>95</i> |

De totale kosten liggen tussen de 7 en de 9 miljard, gerekend vanuit de eindverbruikers. Overigens is bij de maatregelen in de aanbodsector nog geen rekening gehouden met de noodzakelijke stimulering vanuit de overheid. Vanuit de nationale optiek liggen de kosten rond de 5 tot 7 miljard. De heffingsopbrengst aan REB neemt in de sturingsvariant met 5 miljard toe ten opzichte van het referentiescenario.

Tabel 5.18 *Kostenoverzicht overheid ten opzichte van GC-referentie (mld gulden)*

| | |
|---------------------------------|---------------|
| Extra REB opbrengst | 4,9 |
| Minder accijns | -2,5 |
| Subsidies | -1,0 |
| Stimulering aanbod | -5,6 tot -5,0 |
| Biomassa transport, uit accijns | -3,1 tot -2,1 |
| Duurzame energie | -0,5 |
| Totaal | -7,8 tot -6,2 |

Vanuit de overheid dient dus uit andere middelen nog een bedrag van 6 tot 8 miljard te worden gefinancierd. Hierbij is nog geen rekening gehouden met de eventuele tax credit om de eindverbruikers te compenseren voor het afschaffen van de heffingsvrije voet.

6. RESULTATEN MARKTVARIANT

In de marktvariant wordt het klimaatprobleem beschouwd als een milieuprobleem, dat de samenleving als geheel moet oplossen. De rol van de overheid is beperkt. Er bestaat maatschappelijk draagvlak voor vergaande emissiereducties. Onder door de overheid geschapen randvoorwaarden dient de markt op kosteneffectieve wijze de benodigde emissiereductie te bereiken. De hoeksteen in deze variant is een systeem van verhandelbare CO₂-emissie reductiecertificaten met verhoogde energieprijzen voor de sheltered sector (sectoren die niet/weinig gevoelig zijn voor internationale concurrentieverhoudingen). De reductiecertificaten kunnen worden verkregen door energie-intensieve sectoren en de aanbodsector en geven recht op vrijstelling van de REB. De maximale waarde van een reductiecertificaat komt dus overeen met de REB, die op aardgas f 216 per ton bedraagt.

6.1 Huishoudens

In de marktvariant zijn de volgende maatregelen van belang voor de sector huishoudens:

- Verviervoudiging van de REB (afschaffing heffingsvrije voet).
- Gezinnen gaan consumptiepatroon aanpassen.

Aanpassen consumptiepatroon

Ten gevolge van de verviervoudiging van de REB en voorlichting door de overheid neemt de gebruiksintensiteit van de wasmachine, wasdroger en de vaatwasser niet verder toe (en blijft op het niveau van 1995). De penetratie van deze apparaten blijft echter onveranderd. Aangenomen is dat de toename in de groei in de penetratie van onbekende/nieuwe apparaten daalt met 50% ten gevolge van de verviervoudiging van de REB. Een eventuele gedragsmatige besparing van onbekende/nieuwe apparaten is niet in rekening gebracht. Tot slot is aangenomen dat het gebruik van de airco met 20% daalt ten opzichte van het referentiescenario. De penetratie van de airco blijft echter onveranderd.

In deze variant wordt ook verondersteld dat de consument naar een meer energie-extensieve leefstijl overgaat zoals in het Project Perspectief. Met behoud van comfort bereiken proefgezinnen 40% minder direct en indirect energieverbruik door meer besteding aan diensten, kwaliteitsproducten, etc. In de marktvariant wordt ervan uitgegaan dat als gevolg van voorlichtingscampagnes circa 10% van de bevolking wordt bereikt. Het effect hiervan is in dit stadium moeilijk te kwantificeren:

- Het is niet duidelijk in hoeverre in GC mensen al kiezen voor een meer op diensten gerichte leefstijl.
- Het is onduidelijk in hoeverre de producten die niet meer gekozen worden in Nederland tot emissies zouden hebben geleid.

Hier wordt daarom volstaan met indicatieve effecten⁵ van dergelijke verschuivingen. Uitgaande van een energieverbruik van de Nederlandse consumptie in Nederland zelf van 70% zou een reductie van 30% bij 10% van de bevolking resulteren in een vraagreductie van 2%.

Elektriciteitsverbruik

Het totale elektriciteitsverbruik daalt van 170 PJ in GC naar 119 PJ in de marktvariant. Het elektriciteitsverbruik per huishouden neemt in het referentiescenario toe van 3000 kWh in 1995 naar 4300 kWh in 2010 en 5725 kWh in 2020. In de marktvariant bedraagt het elektriciteitsverbruik 3450 kWh/hh in 2010 en 4000 kWh/hh in 2020. Dit betekent een besparing per huishouden op het elektriciteitsverbruik van 20% in 2010 en 30% in 2020.

Aardgasverbruik

Het totale aardgasverbruik neemt af van 372 PJ in GC naar 333 PJ in 2020 in de marktvariant. Het totale aardgasverbruik per woning neemt in de marktvariant af tot circa 1450 m³/woning in 2020. Dit betekent een besparing op het aardgasverbruik⁶ per woning van 9% in 2020 ten opzichte van het verbruik in het referentiescenario. Het verschil in verbruik ten opzichte van de sturingsvariant komt vooral tot uiting in verschillen in gasverbruik in de bestaande bouw. De gemiddelde nieuwbouwwoning heeft ongeveer een zelfde energieverbruik als in de sturingsvariant.

Zonneboilers en EWP

Het aantal elektrische warmtepompen neemt in de marktvariant toe tot 260.000 in 2020, terwijl dat er in GC 150.000 waren. Het aantal zonneboilers neemt toe tot 1.150.000 in 2020 tegen 540.000 in GC.

6.2 Diensten en overheid

In de marktvariant is het volgende beleid ingezet in de sector diensten en overheid:

- Verviervoudiging van de REB en uitbreiding van de heffing tot een verbruik van 1 miljoen m³.
- Kleine aanscherping van de EPN en de introductie van de EPL.
- Dalelektriciteitsstarief voor elektrische warmtepompen.
- De overheid gaat het goede voorbeeld geven: in de eigen sector worden alle besparingsmaatregelen met een terugverdientijd van 10 jaar of korter gerealiseerd.

De verviervoudiging van de REB stimuleert extra besparingen. Warmtepompen worden evenals in de sturingsvariant in alle sectoren gestimuleerd door hantering van het. Maar de elektrische warmtepompen doen het in de marktvariant nog beter dan in de sturingsvariant door nog hogere heffing. De hoeveelheid door elektrische warmtepompen geleverde warmte in PJ's neemt nog verder toe dan in de sturingsvariant: van 33 PJ in 2020 in het referentiescenario naar 49 PJ in 2020 in de marktvariant. Het elektriciteitsverbruik in PJ's van de sector diensten en overheid is in de marktvariant daardoor zelfs gelijk aan de elektriciteitsvraag in het referentiescenario: de elektrische

⁵ Indicatief wil zeggen dat de mogelijke effecten niet zijn meegenomen in de berekeningen.

⁶ Inclusief de besparing op het aardgasverbruik door gebruik van de EWP

input van de warmtepompen compenseert volledig de besparingen op elektriciteit voor andere functies dan ruimteverwarming.

De meeste besparingsopties penetreren in de marktvariant iets meer dan in de sturingsvariant door de verviervoudiging van de REB. De aanscherping van de EPN en de introductie van de EPL zorgt in de marktvariant echter voor een kleinere autonome daling van het verbruik voor ruimteverwarming, warm tapwater, verlichting en koeling dan in de sturingsvariant. Toch is het brandstofverbruik in PJ's in de marktvariant uiteindelijk lager dan in de sturingsvariant. Alleen de overheid zelf voert in de marktvariant alle maatregelen uit met een terugverdientijd van 10 jaar en korter, voor de dienstensector ligt de eis nog op 4 jaar zoals ook in het referentiescenario. Ten opzichte van de sturingsvariant waarin alle sectoren de terugverdientijd verruimen, zouden de besparingen hierdoor lager moeten zijn. Maar dit effect wordt ook gecompenseerd door de verhoging van de heffingen.

6.3 Industrie en land- en tuinbouw

Het beleid in de marktvariant is erop gericht een ander type maatregelen te treffen voor internationaal-concurrerende en energie-intensieve sectoren. Deze sectoren worden in deze studie aangeduid met 'exposed' in tegenstelling tot de 'sheltered' sectoren, waarbij de energie- en CO₂-reductiekosten van zeer beperkte invloed zijn op de concurrentiepositie. Kenmerk van de 'exposed' sector is dat de extra kosten die samenhangen met CO₂-beleid aanzienlijk zijn én moeilijk afgewenteld kunnen worden op afnemers. Dat betekent dat een sector relatief energie-intensief is en bovendien concurrentie kan ondervinden van bedrijven die niet een dergelijk nadeel tengevolge van milieubeleid ondervinden. Exposed zijn in ieder geval de chemie en de basismetalen die op wereldmarkten opereren. Exposed met betrekking tot de Europese markt zijn ook sectoren als de papierindustrie en belangrijke delen van de voedingsmiddelen- en bouwmaterialenindustrie. De glastuinbouw is ook zeker als exposed aan te merken, hier geldt echter een gedeeltelijk andere beleidsopzet. Het is moeilijk het predikaat exposed objectief toe te delen aan een sector of bedrijf op basis van puur economische kenmerken. Ieder bedrijf is bang voor structureel concurrentienadeel en zal zichzelf exposed vinden, en kan dit in het algemeen ook aantonen. Het criterium van energie-intensiteit is beter te objectiveren, als de kwetsbaarheid wordt gebaseerd op het aandeel van energiekosten in de totale kosten. Het volgende beleidspakket geldt in de marktvariant.

- Verviervoudiging van de REB voor de gastariefschijven A en B, het betreft de segmenten landbouw, bouw, vlees, veevoeder, overige voeding, textiel, overige papier en karton, overige metaal, overige bouwmaterialen, overige industrie. De glastuinbouw gaat marktconforme prijzen betalen, d.w.z. zij doorlopen de schijven, maar betalen gezien hun energie-intensiteit geen REB.
- Verviervoudiging van de REB heffing voor elektriciteit in de segmenten landbouw, bouw, overige metaal, overige industrie.
- Het verplicht stellen van maatregelen met een interne rendementsvoet van 15% of hoger voor de exposed sectoren. In de praktijk kan een dergelijke maatregel niet voor iedere afzonderlijke investeringsbeslissing getoetst worden. Het is evenmin mogelijk op rigide wijze een generieke lijst van verplichte technieken vast te stellen. Dat betekent dat voor de 15%+ maatregelen per bedrijf invulling moet worden

gegeven via een vast te stellen bedrijfsenergieplan. Dit kan waarschijnlijk goed binnen het huidige MJA-kader. Indien wordt aangenomen dat bij de huidige invulling van MJA's een cost-of-capital criterium van 15% gehanteerd wordt, kan dus de voorgestelde maatregel beschouwd worden als voortzetting van het huidige beleid.

- Het aantrekkelijk maken van verdergaande maatregelen door middel van beloning met verhandelbare CO₂-reductiecertificaten. De waarde van deze certificaten bedraagt *f* 216,- per jaar, per ton jaarlijks gereduceerde CO₂ gedurende een afgesproken looptijd. Dit bedrag is gelijk aan de marginale REB-heffing voor kleinverbruikers. Dit houdt in dat alle extra maatregelen waarvan de kosten voor bedrijven beneden dit bedrag blijven tot extra inkomen leiden. Het betreft circa 60 technieken (besparingsopties) in exposed sectoren. Hierbij geldt als extra optie het bevorderen van toepassing van biomassa of secundaire materiaal en, in de ijzerproductie en petrochemie. Dit zijn ingrijpende structurele veranderingen. Het betreft overschakeling van de petrochemie voor 1/3 van de krakercapaciteit op biomassa en afval in 2020; en een vergelijkbare overschakeling in de staalindustrie op EAF-techniek. Uitgaande van de additionele CO₂-reductie die daarmee door de betreffende sectoren bereikt wordt, bedraagt de compensatie van de kosten door middel van CO₂-reductiecertificaten ca 1100 mln per jaar.
- Het compenseren van de hogere tarieven voor de glastuinbouw door terugsluizing van gelden. Bijvoorbeeld met generieke lastenverlichting per eenheid product (gedefleerde omzet). Dit leidt tot verschuiving van energie-intensieve teelten naar meer extensieve teelten. Mogelijk kan ook steunverlening voor bedrijven toegepast worden bij overgang op extensievere teelten. Ingezet bedrag *f* 50 mln.

6.4 Transport

Het Nederlandse belastingstelsel kent voor deze sector een drietal aangrijpingspunten: namelijk een aanschafbelasting (alleen bij privé-voertuigen), een houderschapsbelasting en accijns op de brandstof. Beleid m.b.v. de eerste twee elementen gebeurt vooral in de Sturingsvariant. In de Marktvariant is besparingsbeleid d.m.v. accijnsverhoging verondersteld. Van de drie grijpt slechts alleen de accijns aan op het gebruik van het voertuig. Het milieu-voordeel van accijns is dat meer brandstofgebruik en dus ook meer milieubelasting via de CO₂-uitstoot wordt teruggedrongen. Een nadeel is echter dat het beleidsinstrument accijns slechts zeer beperkt kan worden toegepast. Allereerst is er geen onderscheid tussen zakelijk en privé-gebruik van de brandstof mogelijk (speelt sterk bij diesel). Daarnaast moet sterk rekening worden gehouden met de accijns in het buitenland, omdat grote verschillen tot extra -tanken in het buitenland-mobiliteit leiden en alle daarmee samenhangende negatieve effecten voor de Nederlandse economie. De stijging van de accijns in de marktvariant bedraagt 1% per jaar, dit leidt tot een stijging van de benzineprijs van 13%.

Aangezien een groot gedeelte van de huidige kosten van de infrastructuur niet met beschikbaarheid van de wegen maar met de capaciteit te maken heeft, is het een optie om de belastingheffing verder in de richting van het gebruik van het voertuig te verschuiven. In de marktvariant wordt Road Pricing toegepast op de beperkte capaciteit van een aantal grote steden. De besparingseffecten hiervan zijn beperkt (0,3 Mton) maar dit zou wel de aanzet kunnen vormen om tot een systeem te komen waarbij direct het aantal gereden kilometers wordt belast.

6.5 Elektriciteitssector

De elektriciteit in Nederland wordt in GC in 2010 en 2020 geproduceerd als aangegeven in tabel 9a en 9b in de bijlage. In de tabel is naast de productie van elektriciteit ook de eventueel geproduceerde warmte aangegeven en de hoeveelheid brandstof die hiervoor nodig is. Op basis hiervan is ook de CO₂-emissie bepaald (zowel absoluut als per hoeveelheid geproduceerde elektriciteit).

Het park in GC-2020 kent een totale emissie van CO₂ van 53 Mton. De bijbehorende elektriciteitsproductie is 604 PJ. Dit betekent een uitstoot van 0,087 Mton per PJ_{elektriciteit}. Het park in GC 2010 kent een totale emissie van CO₂ van 45 Mton. De bijbehorende elektriciteitsproductie is 450 PJ. Dit betekent een uitstoot van 0,1 Mton per PJ_{elektriciteit} in 2010. De maatregelen in de elektriciteitssector zijn er in eerste instantie op gericht om het aandeel van centrales met relatief hoge CO₂-emissie per kWh te verlagen, ofwel door sluiting ofwel door toepassing van retrofit CO₂-verwijdering. Het gaat hierbij om de reeds bestaande poederkool-, KV-STEG en Eemscentrales en om de nog nieuw te bouwen STEG's. Voor het bereiken van verdergaande CO₂-reductie is vervolgens onderzocht welke rol er mogelijk is voor (vrijwel) emissieloze bronnen. Het gaat daarbij in eerste instantie om duurzame bronnen. De opties met CO₂-verwijdering komen aan bod bij de paragraaf over backstop-technieken. Resumerend betekent dit dat in de elektriciteitssector in eerste instantie de volgende maatregelen getroffen worden om te komen tot een verdergaande CO₂-reductie:

- vermindering emissies poederkoolcentrales en Eems-centrales,
- extra stimulering duurzame energie.

6.6 Emissiereductie per sector

6.6.1 Eindverbruikers

De hiervoor beschreven maatregelen en intensivering van het beleid leiden tot een besparing en CO₂-reductie als omschreven in tabel 6.1.

Tabel 6.1 CO₂-reductie door besparingen bij eindverbruikers in 2010 en 2020

| | 2010 | | | 2020 | | |
|-------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------|
| | Brandstof [PJ] | Elektriciteit [PJ] | CO ₂ [Mton] | Brandstof [PJ] | Elektriciteit [PJ] | CO ₂ [Mton] |
| Huishoudens | 49 | 33 | 6,0 | 39 | 51 | 6,7 |
| Diensten/overheid | 46 | 0 | 2,6 | 70 | 0 | 3,9 |
| Landbouw | 9 | 2 | 0,7 | 18 | 1 | 1,1 |
| Industrie | 123 | 5 | 7,4 | 200 | 6 | 11,7 |
| Transport | 4 | 0 | 0,3 | 9 | 0 | 0,7 |
| <i>Totaal</i> | <i>231</i> | <i>40</i> | <i>17,0</i> | <i>336</i> | <i>58</i> | <i>24,1</i> |

Afgezien van de huishoudelijke sector vertonen alle sectoren een duidelijk grotere besparing op de vraag naar brandstof dan op die van elektriciteit. Dit wordt gedeeltelijk veroorzaakt door het feit, dat sommige besparingsopties een substitutie van brandstof door elektriciteit betekenen. De meest bekende optie in dit kader is de elektrische

warmtepomp. De bereikte CO₂-reducties zijn vergeleken met de Icarus-cijfers. Hierbij is in eerste instantie gekeken naar het potentieel van Icarus met kosten lager dan f 200 per ton. In de marktvariant wordt per sector het volgende deel van het totaal potentieel in 2020 bereikt.

| | |
|----------------------|-----|
| Huishoudens | 44% |
| Diensten en overheid | 52% |
| Landbouw | 41% |
| Industrie | 75% |
| Transport | 4% |

Opvallend in dit overzicht is de transportsector, waar duidelijk een kleiner gedeelte van het potentieel wordt bereikt. Zoals al gememoreerd wordt dit vooral veroorzaakt door het ontbreken van Europees Beleid. De industrie zit duidelijk hoger. Dit komt doordat in deze sector een belangrijke besparing wordt bereikt met inzet van biomassa en secundaire materialen. Dit valt bij Icarus onder materiaalsubstitutie.

6.6.2 Elektriciteitssector

Voor de elektriciteitssector wordt allereerst een reductie bereikt, doordat de vraag naar elektriciteit afneemt. Dit betekent in 2010 een reductie van $40 \times 0,1 = 4$ Mton en in 2020 een reductie van $58 \times 0,087 = 5$ Mton. Verder is voor het elektriciteitspark de strategie gevolgd om eenheden met relatief veel CO₂-uitstoot te retrofitten of te vervangen door eenheden met een relatief lage CO₂-uitstoot. In principe is de laatste combinatie van maatregelen (minder vermogen van het ene type en meer van het andere) natuurlijk nauw met elkaar verbonden, omdat aan dezelfde vraag moet worden voldaan. Desondanks is in de berekeningen het effect van de maatregelen afzonderlijk bepaald, omdat niet aanwijsbaar is welk vermogen precies door welk ander vermogen wordt vervangen. Daarom wordt voor centrales die eerder uit bedrijf worden genomen de CO₂-reductie berekend door het verschil in CO₂-emissie per kWh ten opzichte van het gemiddelde te vermenigvuldigen met de oorspronkelijke productie. Voor nieuwe centrales wordt het verschil tussen de emissie per kWh in GC en de nieuwe centrales vermenigvuldigd met de productie. Alleen als voor specifieke centrales maatregelen worden genomen (zoals retrofit CO₂-verwijdering en overschakeling op aardgas) heeft niet te worden uitgegaan van het gemiddelde.

Vervroegde sluiting centrales en overschakeling op aardgas door kolencentrales

Het huidige kolenvermogen, dat ook in GC-2010 nog aanwezig is, bedraagt zo'n 4000 MW. Dit vermogen is qua leeftijd in te delen in 3 categorieën. De eerste tranche van ruim 1200 MW betreft 2 centrales uit begin jaren '80, waarvoor in GC levensduurverlenging was voorzien. De tweede categorie betreft een aantal omgebouwde gasseenheden, dat eind jaren '80 in bedrijf is genomen. De derde categorie betreft de twee nieuwste eenheden, die in 1994 en 1995 in bedrijf zijn genomen. Voor de twee nieuwste eenheden wordt retrofit CO₂-verwijdering toegepast. Hierop wordt in de paragraaf over backstop-technieken verder ingegaan. Voor de oudste eenheden wordt de geplande levensduurverlenging teruggedraaid vanuit CO₂-oogpunt. Voor de tweede categorie wordt omschakeling op gas voorzien.

De emissie per kWh van de poederkoolcentrales bedraagt 0,23 Mton per kWh. De totale productie in GC-2010 bedraagt 67 PJ elektriciteit. De vervroegde uit bedrijf name betekent een reductie van 23 PJ. Dit levert een CO₂-reductie op van $23 \times (0,23 - 0,09) = 3,1$ Mton. Door de omschakeling naar gas vindt 15 PJ elektriciteitsproductie plaats met aardgas in plaats van met kolen, dit levert een CO₂-reductie op van 1,4 Mton. Door de afname van de bedrijfstijd van deze eenheden wordt nog 0,7 Mton extra gereduceerd.

De Eemscentrales zijn recentelijk in bedrijf genomen. Evenals voor de twee nieuwste poederkoolcentrales wordt voor deze eenheden met een totaal vermogen van 1675 MW retrofit CO₂-verwijdering voorzien.

Extra stimulering duurzame energie

De duurzame energiebronnen zon en wind ondervinden een positieve stimulans van de verviervoudiging van de REB. Deze technieken worden hiermee nog aantrekkelijker dan in de sturingsvariant. De beperkingen in dit vermogen beginnen dus nog meer te liggen in maximaal plaatsbare potentiëlen per jaar en in het totaal potentieel. Het effect ten opzichte van GC voor de verschillende bronnen bedraagt:

Tabel 6.2 *Duurzame energie in de marktvariant*

| | 2010 | 2020 |
|----------------------------------|-------|--------|
| Wind op land [MW] | + 650 | + 750 |
| Wind op zee [MW] | +1090 | + 1350 |
| Zon-PV [MW] | + 30 | + 360 |
| Extra productie [PJ] | 15 | 21 |
| CO ₂ -reductie [Mton] | 1,5 | 1,9 |

Deze bronnen produceren gezamenlijk dus in 2020 21 PJ_{elektriciteit} meer dan in GC. Dit betekent een extra emissiereductie van $23 \times 0,09 = 1,9$ Mton. In 2010 bedraagt het effect 1,5 Mton. De totale reductie in de elektriciteitssector (exclusief CO₂-afvang en opslag) bedraagt in 2010 dus 6,7 Mton (vervroegd uit bedrijf, omschakeling en duurzaam) en in 2020 nog 1,9 Mton (alleen duurzaam).

6.7 Backstop-technieken

Bij de eindverbruikssectoren vindt in 2020 een totale CO₂-reductie plaats van 24 Mton. De CO₂-reductie in de elektriciteitsvoorziening bedraagt 2 Mton. De totale reductie door besparingen, extra inzet van duurzame energie en verschuivingen in het brandstofpakket bedraagt dus 26 Mton. De totaal benodigde reductie bedraagt 95 Mton, er resteert dus nog 69 Mton voor backstop-technieken. Op basis van de gegevens in hoofdstuk 4 en de karakteristieken van het GC-scenario toont onderstaande tabel een schatting van de potentiëlen voor de verschillende backstop-technieken. Hieronder volgt een toelichting op tabel 6.3.

Tabel 6.3 *Potentieel backstop-technieken marktvariant in Mton*

| Maatregel | 2020 | w.v. in 2010 |
|---|-----------|--------------|
| CO ₂ -afvang bij kunstmest/raffinage | 8 | 5 |
| CO ₂ -afvang bij bestaande poederkool/STEG's | 9 | 8 |
| CO ₂ -afvang bij grootschalige W/K | 5,5 | 0 |
| CO ₂ -afvang bij STEG's/KV-STEG/SV-STEG | 14 | 1 |
| Biomassa import voor ondervuring | 15 | 3 |
| Biomassa import voor transport | 20 | 3 |
| Import duurzame energie/kernenergie | 2,5 | 0 |
| <i>Totaal</i> | <i>73</i> | <i>20</i> |

Deze potentiële tezamen komen in 2020 rond de grens van de gewenste CO₂-reductie. Het is dus vrijwel niet meer van belang over een voorkeursvolgorde te spreken, omdat inzet van alle opties noodzakelijk is.

6.7.1 Backstop-opties in de elektriciteitssector

De elektriciteitssector is een sector waar een relatief groot potentieel ligt voor toepassing van backstop-technieken. Gegeven de afwegingen in hoofdstuk 4 wordt hierbij de grootste rol verondersteld voor CO₂-afvang en opslag. Om uiteindelijk niet meer elektriciteit te produceren komt vermogen met CO₂-afvang in de plaats van ander vermogen. In het GC-scenario betreft dit vooral aardgas gestookt vermogen zonder CO₂-afvang, al dan niet gecombineerd met warmteproductie.

Minder STEG-vermogen en minder W/K-vermogen

In het GC-scenario wordt ruim 7000 MW aardgas gestookt STEG-vermogen voorzien. Door vermindering van de vraag en om ruimte te maken voor andere centrales is minder nieuw gestookt STEG-vermogen nodig. Ten opzichte van de gemiddelde parakemissie resulteert dit in een CO₂-reductie van 1,4 Mton. Het GC-scenario kent een sterke groei van warmte/kracht-vermogen. Dit levert energiebesparing en CO₂-reductie op. Voor het niveau van CO₂-reductie waar nu echter naar gestreefd wordt, is echter een grotere CO₂-reductie in de elektriciteitsvoorziening nodig. Daartoe wordt de groei meer geconcentreerd op grootschalige warmte/kracht-projecten (gasmotoren en gasturbines), waarbij CO₂-afvang en opslag financieel aantrekkelijker is. In totaal wordt op deze manier circa 120 PJ minder elektriciteit geproduceerd met conventioneel warmtekracht-vermogen dan in GC. Een groot gedeelte van deze daling wordt gecompenseerd door het feit, dat er grootschalig warmte/kracht-vermogen bijkomt, dat is uitgerust met CO₂-afvang. Daar wordt hieronder op terug gekomen. De CO₂-emissie van warmte/kracht bedraagt (gecorrigeerd voor warmtelevering) 0,07 Mton per PJ. De lagere groei in 2020 leidt dus in eerste instantie tot een extra CO₂-emissie van $120 \times (0,09 - 0,07) = 1,7$ Mton.

Retrofit CO₂-verwijdering bij Poederkool en STEG's

De CO₂-verwijdering als retrofit-optie bij de 2 kolencentrales levert in 2010 een CO₂-reductie van 4,8 Mton, in 2020 door een combinatie van CO₂-afvang en minder draaiuren een reductie van 5,6 Mton. De retrofit CO₂-verwijdering bij de Eemseenheden levert een CO₂-reductie van 3 Mton. De totale reductie door retrofit CO₂-verwijdering bedraagt in 2010 dus 8 Mton en in 2020 bijna 9 Mton.

CO₂-afvang bij W/K-STEG

CO₂-afvang bij warmte/kracht is rendabeler naarmate de installatie groter is. Daarom wordt industrieel warmte/kracht-vermogen op basis van STEG extra gestimuleerd ten opzichte van de gasturbine. Dit leidt tot een totale elektriciteitsproductie van 66 PJ_{elektriteit} met STEG-vermogen met CO₂-afvang. De CO₂-afvang leidt tot een daling van het totale rendement van zo'n 15%. Als echter ook rekening wordt gehouden met de vermeden CO₂-emissie door warmtelevering betekent dit, dat de emissie van deze optie negatief is (-0,025 Mton/PJ). Dit betekent dat de vermeden CO₂-emissie door warmteproductie groter is dan de resterende CO₂-emissie uit de installatie. De vermeden hoeveelheid CO₂ bedraagt $66 \times (0,09 - (-0,024)) = 7,3$ Mton.

CO₂-afvang bij SV-STEG, bij KV-STEG en bij STEG

Evenals bij de W/K-STEG's is CO₂-afvang mogelijk bij de STEG's voor stadsverwarming, maar ook bij KV-STEG's en STEG's. In totaal betekent dit dat bij circa 150 PJ elektriciteitsproductie CO₂ wordt afgevangen. Dit levert in 2020 een extra CO₂-reductie op ten opzichte van GC van 14,5 Mton. Op basis van kosteneffectiviteit is volledig gekozen voor STEG's met CO₂-verwijdering. Het is echter denkbaar, dat in deze variant de kolenprijzen ten opzichte van de gasprijzen gaan dalen. Als het stringente CO₂-beleid namelijk internationaal navolging krijgt, wordt het gebruik van kolen minder aantrekkelijk, waardoor de prijs daalt. In dit geval kunnen de kosten van elektriciteit uit de KV-STEG dichter in de buurt komen van die van de STEG. Indien voor KV STEG met CO₂-verwijdering wordt gekozen i.p.v. STEG, heeft dit vrijwel geen effect op de emissie van CO₂, wel verdubbelt ongeveer de hoeveelheid op te slaan CO₂.

6.7.2 Overige backstop-opties

CO₂-afvang bij kunstmest/raffinage

De totale emissies bij de kunstmestindustrie en de raffinaderijen die geschikt zijn voor CO₂-afvang bedraagt zo'n 9 Mton in 2020. Geschat wordt dat 90% hiervan geschikt is voor CO₂-afvang. Er kan dus circa 8 Mton gereduceerd worden.

De totale hoeveelheid CO₂-reductie door CO₂-afvang bedraagt dus zo'n 36 Mton (28 Mton in de elektriciteitsvoorziening, 8 Mton bij raffinage /kunstmest). De hoeveelheid afgevangen CO₂ bedraagt echter meer dan deze 36 Mton, namelijk zo'n 40 Mton. Dit verschil ontstaat enerzijds door een daling van het omzettingsrendement bij CO₂-afvang en anderzijds doordat de CO₂-reductie bij de elektriciteitsproductie wordt uitgerekend ten opzichte van gemiddelde parkemissies, terwijl de af te vangen hoeveelheid CO₂ gebeurt bij STEG's. Een ruwe schatting van Ecofys geeft aan dat de maximale totale jaarlijkse hoeveelheid af te vangen en op te slaan CO₂ ongeveer 40 Mton bedraagt. De hoeveelheid in het scenario komt goed overeen met deze geschatte mogelijkheden.

Biomassa-import voor ondervuring

Zoals al aangegeven in hoofdstuk 4, is de beschikbare hoeveelheid biomassa op wereldschaal weliswaar groot, maar zullen de kosten toenemen bij toenemende hoeveelheden. Dit vanwege het feit, dat biomassa dan moet gaan concurreren met andere vormen van landgebruik. Voor 12 gulden per GJ lijkt een ruime hoeveelheid biomassa

voor handen. Het finaal gasverbruik voor ondervuring in de industrie bedraagt in de marktvariant ruim 400 PJ. Dit gaat gepaard met een CO₂-emissie van circa 25 Mton. Als 60% vervanging door biomassa haalbaar is levert dit een reductie van 15 Mton. Verondersteld is dat circa 50 PJ waterstofproductie plaats vindt uit biomassa. Dit vergt een inzet van biomassa van 250 à 300 PJ. Er is echter aanvullend onderzoek nodig om te inventariseren in hoeverre dit daadwerkelijk mogelijk is, zowel gelet op de beschikbaarheid van de biomassa als op de toepassing voor ondervuring.

Biomassa-import voor transport

De hoeveelheid olie in de transportsector bedraagt in de marktvariant ruim 550 PJ. Als uiteindelijk de helft zou kunnen worden vervangen door bio-brandstoffen betekent dit een CO₂-reductie van circa 20 Mton. Overigens kan ook een deel van de reductie worden bereikt door inzet van elektrische auto's, waarbij de elektriciteit CO₂-vrij wordt opgewekt. De kosteneffectiviteit hiervan verdient nader onderzoek.

Import duurzame energie/kernenergie

In de marktvariant is de resterende elektriciteitsvraag wat hoger dan in de sturingsvariant. Omdat de mogelijkheden voor CO₂-opslag aan de grenzen komen en biomassa-import ook reeds grootschalig gebeurt wordt in deze variant gekozen voor import van 1000 MW (22 PJ) CO₂-vrije elektriciteit. Dit levert een CO₂-reductie van 2,5 Mton. Deze elektriciteit kan afkomstig zijn uit kernenergie en/of waterkracht. Ook is het voorstelbaar in deze variant, dat gestimuleerd door de CO₂-reductiecertificaten en onder de voorwaarde dat voor het afvalprobleem een oplossing wordt gevonden, kernenergie een aantrekkelijke optie wordt. Overigens zal de toekomst uit moeten wijzen of CO₂-opslag de voorkeur heeft boven (import van) nucleaire en duurzame energie.

Concluderend lijkt het potentieel aan backstop-technologieën aanwezig. Dit zal echter nog zeer grote inspanningen vergen en er is nader onderzoek nodig om te zien of het ook daadwerkelijk gerealiseerd kan worden. In het geval van concurrerende opties, zoals in de elektriciteitsvoorziening, zal soms een keuze gemaakt moeten worden. Deze keuze dient niet alleen gebaseerd te zijn op kosteneffectiviteit, maar bijvoorbeeld ook op toepasbaarheid van de bron voor andere doeleinden (bijv. biomassa).

6.8 Kosten in 2010

De methodiek van de kostenbenadering is reeds beschreven in paragraaf 5.8. In deze paragraaf wordt ingegaan op de resultaten voor 2010 voor de marktvariant. Allereerst wordt ingegaan op de kosten voor eindverbruikers, vervolgens worden de kosten in de elektriciteitsvoorziening bepaald (inclusief CO₂-verwijdering). De paragraaf wordt afgesloten met een beschouwing over de backstop-technieken, die niet in het elektriciteitspark voorkomen. De belangrijkste input voor de kostengegevens is weergegeven in bijlage 1.

6.8.1 Kosten voor eindverbruikers

De berekende besparingen in de diverse sectoren vergen meer investeringen van de eindverbruikers. In de vorige paragrafen is de bereikte besparing aangegeven. In bijlage 1 tabel 3a is deze besparing uitgesplitst door voor zowel het referentiescenario als voor de beide varianten het totale elektriciteits- en brandstofverbruik op te nemen. Tabel 4a toont de meer investeringen en de overige kosten die nodig zijn om de diverse besparingen te bereiken. Tevens is hierin aangegeven hoeveel subsidie er nodig is om deze besparingen te bereiken. De data in deze tabel zijn berekend met het SAVE-model.

In tabel 5a in bijlage 1 is bepaald hoeveel de eindverbruikers jaarlijks betalen aan energie in het referentiescenario. Deze kosten omvatten dus niet alleen de jaarlijkse energierekening, maar ook de jaarlijkse kapitaalskosten en overige kosten, eventueel verminderd met subsidies. In de laatste kolom is aangegeven hoeveel de eindverbruikers aan REB betalen (over aardgas en elektriciteit gezamenlijk). Tabel 6.4 weerspiegelt dezelfde tabel, alleen nu voor de marktvariant.

Tabel 6.4 *Jaarlijkse uitgaven aan energie, gezien door eindverbruikers, marktvariant 2010*

| mld f/jaar | G/K/O | Elek | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal | wv. heffing |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Huishoudens | 9,3 | 8,0 | 3,6 | 0,0 | 21,0 | 7,3 |
| Diensten en overheid | 4,5 | 7,6 | 4,3 | 0,0 | 16,5 | 5,3 |
| Industrie | 9,3 | 8,3 | 2,5 | -0,8 | 19,2 | 2,4 |
| Land/tuinbouw | 1,8 | 1,0 | 0,3 | 0,1 | 3,3 | 0,3 |
| Transport | 24,3 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 24,7 | 14,8 |
| <i>Totaal</i> | <i>49,3</i> | <i>25,2</i> | <i>10,8</i> | <i>-0,7</i> | <i>84,5</i> | <i>30,2</i> |
| Verschil met het referentiescenario | | | | | | |
| Huishoudens | 3,2 | 1,1 | 1,0 | 0,0 | 5,2 | 5,8 |
| Diensten en overheid | 0,9 | 2,2 | 1,5 | 0,0 | 4,7 | 4,2 |
| Industrie | 0,0 | 0,8 | 1,7 | -0,5 | 2,0 | 2,0 |
| Land/tuinbouw | -0,1 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 |
| Transport | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,6 | 2,6 |
| <i>Totaal</i> | <i>6,6</i> | <i>4,2</i> | <i>4,3</i> | <i>-0,5</i> | <i>14,6</i> | <i>15,0</i> |

Uit bovenstaande tabel kunnen diverse zaken worden afgeleid. Allereerst wordt duidelijk, dat de verviervoudiging van de REB voor de huishoudens en de diensten/overheid niet meer goedgemaakt wordt door de besparingen. Dit betekent dus dat de energierekening, nog los van de investeringen, toeneemt. Vooral de heffing op elektriciteit bij de diensten/overheid, waar de besparingsmogelijkheden beperkt zijn, zorgt voor een grote stijging van de energierekening. Tevens blijkt dat alle sectoren jaarlijks in totaal meer geld kwijt zijn aan energie. Voor de dienstensector bedraagt deze stijging 35-40%, voor de huishoudens circa 20% en voor de andere sectoren rond de 5-10%. De meeropbrengst aan heffing in dit scenario bedraagt zo'n f 15 miljard, uitgesplitst naar 12,5 REB en ruim 2,5 miljard accijns. Van de totaal betaalde REB in 2010 komt circa 50% voor rekening van gas en 50% voor rekening van elektriciteit.

In het geval van de nationale kostenbenadering wordt niet gerekend met de prijzen voor eindverbruikers, maar voor aardgas met de D-schijf (23 cent/m³) en voor elek-

tricieit met gemiddelde productiekosten (circa 9 ct/kWh). Tevens wordt gerekend met een rentevoet van 5% om de investeringskosten te bepalen. Ook wordt bij de nationale kostenbenadering niet gerekend met heffingen en subsidies.

Tabel 6.5 *Jaarlijkse uitgaven aan energie, vanuit nationale optiek*

| mld f/jaar | G/K/O | Elektriciteit | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal |
|-------------------------------------|-------------|---------------|------------|-------------|-------------|
| Huishoudens | 2,5 | 2,4 | 2,9 | 0,0 | 7,5 |
| Diensten en overheid | 1,2 | 2,5 | 2,4 | 0,0 | 5,9 |
| Industrie | 7,2 | 4,6 | 1,3 | -0,2 | 12,7 |
| Land/tuinbouw | 1,4 | 0,3 | 0,3 | 0,1 | 2,1 |
| Transport | 9,6 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 9,8 |
| <i>Totaal</i> | <i>22,1</i> | <i>9,9</i> | <i>6,9</i> | <i>-0,1</i> | <i>38,0</i> |
| Verschil met het referentiescenario | | | | | |
| Huishoudens | -0,2 | -0,6 | 0,8 | 0,0 | 0,0 |
| Diensten en overheid | -0,3 | 0,0 | 0,9 | 0,0 | 0,5 |
| Industrie | -0,9 | -0,1 | 0,9 | 0,1 | 0,0 |
| Land/tuinbouw | -0,1 | -0,1 | 0,0 | 0,0 | -0,1 |
| Transport | -0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| <i>Totaal</i> | <i>-1,6</i> | <i>-0,8</i> | <i>2,6</i> | <i>0,1</i> | <i>0,4</i> |

Vanuit een nationale optiek bezien daalt de energierekening in alle sectoren voor beide energiedragers, uitgezonderd elektriciteit in de dienstensector. Dit komt doordat in deze sector de besparingen op elektriciteit precies worden gecompenseerd door het extra verbruik van de elektrische warmtepompen. De besparingen op brandstof en elektriciteit zijn bij de huishoudens en in de industrie duidelijk het grootst.

Het verschil in de kosten tussen het referentiescenario en de marktvariant, gecombineerd met het verschil in emissie, vormt de basis voor de bepaling van de kosteneffectiviteit. In tabel 6.6 is deze effectiviteit weergegeven voor de eindverbruikersbenadering, in tabel 6.7 voor de nationale kosten berekening. Voor de bepaling van de effectiviteit van de maatregelen/besparingen is gekeken naar het verschil tussen enerzijds de rekening zoals die zou zijn bij de prijzen volgens de variant en de vraag volgens het referentiescenario, en anderzijds de rekening na besparingen (inclusief investeringskosten en overige kosten).

Tabel 6.6 *Overzicht meerkosten en kosteneffectiviteit, eindverbruikersbenadering*

| | Effect hogere heffing, voor besparing [mld f] | Netto toe/afname, na besparing [mld f] | Effect besparingen [mld f] | Kosteneffectiviteit besparingen [f/ton] |
|----------------------|--|---|----------------------------------|---|
| Huishoudens | 7,1 | 5,3 | -1,8 | -450 |
| Diensten en overheid | 4,8 | 4,7 | -0,1 | -40 |
| Industrie | 2,2 | 2,0 | -0,5 | -22 |
| Land/tuinbouw | 0,3 | 0,1 | -0,2 | -270 |
| Transport | 2,8 | 2,6 | -0,2 | -630 |

Tabel 6.7 *Overzicht meerkosten en kosteneffectiviteit, nationale kosten*

| | Effect besparingen [mld/f] | Kosteneffectiviteit [f/ton] |
|----------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Huishoudens | 0,0 | -5 |
| Diensten en overheid | 0,5 | 200 |
| Industrie | 0,0 | -1 |
| Land/tuinbouw | -0,1 | -110 |
| Transport | 0,0 | -140 |

Zoals verwacht mag worden is in deze variant de kosteneffectiviteit van de besparingen voor alle eindverbruikers negatief, d.w.z. dat zij geld over houden aan de besparingen. Voor de sheltered sectoren geldt echter wel, dat zij daarvoor eerst meer heffing zijn gaan betalen, hetgeen betekent dat de energierekening wel stijgt in deze variant. Opvallend is de sterk negatieve effectiviteit in de huishoudelijke sector. Dit komt vooral door het feit, dat besparingen op elektriciteit vanuit kosten oogpunt aantrekkelijk zijn. Verder worden deze negatieve kosten veroorzaakt door het gegeven dat huishoudens gedeeltelijk minder nieuwe apparaten aanschaffen. Dit betekent naast minder energieverbruik ook minder investering en dus zeer aantrekkelijk vanuit kosten oogpunt. Deze maatregelen leiden echter wel tot comfortverlies. Het totale pakket aan besparingsmaatregelen bij de huishoudens kent weliswaar sterk negatieve kosten, er worden onder invloed van de verviervoudiging van de REB echter ook maatregelen getroffen die netto kosten met zich meebrengen, zoals bijv. zonneboilers (100-200 f/ton). Dit aantal kent t.o.v. het basisscenario meer dan een verdubbeling.

Vanuit nationaal oogpunt valt op, dat de kosteneffectiviteit in de dienstensector positief is, d.w.z. dat de besparingen vanuit nationaal oogpunt geld kosten, terwijl dit in de andere sectoren netto niet het geval is. Belangrijkste oorzaak hiervan is, dat voor de warmtepompen in de utiliteit een stimuleringsstarief is ingezet, terwijl nationaal met één tarief voor elektriciteit wordt gerekend.

6.8.2 Kosten in de elektriciteitsvoorziening

Ook voor de kostenbepaling van het aanbod wordt een onderscheid gemaakt, naar de kosten volgens eindgebruikerbenadering en de kosten volgens nationale kosten. Het verschil in kostenbenadering komt voort uit de gehanteerde waarden voor levensduur en rente voor centrales. Bij eindverbruikers is een rente van 15% en een levensduur van 25 jaar gehanteerd. Voor de nationale kosten is uitgegaan van 5% en 25 jaar. Ta-

bel 7a in bijlage 1 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen in de elektriciteitsvoorziening met daarbij aangegeven een overzicht van de investeringskosten.

Uit de tabel 7a valt af te lezen, dat de investeringen in het opgestelde vermogen van 2010 in het referentiescenario zo'n 38 miljard bedragen. In de marktvariant ligt dit 10 miljard hoger, ondanks het feit dat er minder vermogen staat opgesteld. Dit is inclusief de backstop-opties in de elektriciteitsvoorziening, de centrales met CO₂-opslag en de import. Op basis van deze investeringscijfers, gecombineerd met de brandstofprijzen uit het GC-scenario kunnen de kosten per type vermogen worden bepaald. Dit is weergegeven in tabel 8a in bijlage 1.

De gemiddelde kosten stijgen in de eindverbruikerbenadering van 9,4 cent/kWh naar 10,3 cent/kWh. Voor de nationale kostenbenadering stijgen de kosten van 7,1 naar 7,9 cent/kWh. Onderstaande tabel toont de kosteneffectiviteit.

Tabel 6.8 *Kosteneffectiviteit elektriciteitsopties*

| [f/ton] | Eindverbruikers | Nationaal |
|--|-----------------|-----------|
| Wind-land | -71 | 92 |
| Wind-zee | 154 | 174 |
| Zon | 874 | 474 |
| Omschakeling kolen-> gas | 40 | 40 |
| Retrofit CO ₂ -verwijdering kolen | 117 | 63 |
| Retrofit CO ₂ -verwijdering gas | 109 | 60 |
| STEG- CO ₂ | 118 | 74 |
| <i>Totaal</i> | <i>83</i> | <i>59</i> |

Bij de eindverbruikersbenadering zijn de kosten voor de duurzame bronnen inclusief de vrijstelling voor de REB. Dit betekent dus een subsidie van 11,8 cent/kWh. Dit is de belangrijkste reden dat de kosten voor eindverbruikers voor wind op land negatief zijn (d.w.z. opbrengsten per vermeden ton CO₂).

De totale jaarlijkse meerkosten liggen voor de eindverbruikersbenadering op *f* 1,3 miljard en voor de nationale kostenbenadering op *f* 0,9 miljard. De CO₂-reductie bedraagt zo'n 15 Mton. De kosteneffectiviteit ligt dus op *f* 83 respectievelijk *f* 59 per ton.

6.8.3 Kosten voor de overige backstop-technieken

CO₂-afvang bij kunstmest/raffinaderijen

CO₂-afvang is het meest kosteneffectief bij de kunstmestindustrie en bij de waterstofproductie bij de raffinaderijen. De kosten liggen ongeveer op *f* 25 per ton. Het geschatte potentieel voor 2010 bedraagt circa 4 Mton. De totale kosten bedragen dus zo'n *f* 100 miljoen per jaar.

Biomassa voor ondervuring

Inzet van circa 60 PJ voor ondervuring betekent een vermeden CO₂-emissie van circa 3 Mton. De kosteneffectiviteit bedraagt 110 - 220 f/ton, dus dit leidt tot meerkosten van 0,3 miljard tot 0,7 miljard.

Biomassa voor transport

De kosteneffectiviteit van inzet van methanol in de transportsector bedraagt f 133 - f 250 per ton vermeden CO₂. Bij een inzet van 20 PJ methanol in plaats van diesel bedraagt de CO₂-reductie zo'n 1,5 Mton. De totale kosten liggen dus tussen de f 0,2 tot f 0,4 miljard.

De kosteneffectiviteit van inzet van ethanol in de transportsector ligt rond de f 150 per ton vermeden CO₂. Inzet van 20 PJ ethanol betekent een CO₂-reductie van circa 1,5 Mton. De extra kosten bedragen dus zo'n f 0,2 miljard.

6.8.4 Totaal kostenoverzicht

In de drie voorgaande paragrafen is achtereenvolgens voor de eindverbruikers, de elektriciteitsvoorziening en voor de backstop-opties bepaald welke kosten gepaard gaan met de bereikte CO₂-reductie. Tabel 6.9 vat deze resultaten samen. Voor de eindverbruikers is aangegeven hoeveel kosten zij per jaar extra kwijt zijn aan energie (dus inclusief de betaalde heffingen) ten opzichte van het referentiescenario. De kosten die zijn opgenomen onder het kopje elektriciteitssector betreffen de kosten van extra duurzame energie, vervroegde sluiting en omschakelen van kolen naar gas. Tenslotte worden de kosten van de backstop-opties gepresenteerd. De kosten van de elektriciteitssector en de backstop-opties zijn inclusief de CO₂-reductiecertificaten.

Tabel 6.9 *Overzicht meerkosten in 2010*

| [miljard f] | Uitgaven aan energie (inclusief investeringen en overige kosten) | | |
|---|---|----------------|---------------------------|
| | Eindverbruikers | Nationaal | CO ₂ -reductie |
| Huishoudens | 5,2 | 0,0 | 6,0 |
| Diensten en overheid | 4,7 | 0,5 | 2,6 |
| Industrie | 2,0 | 0,0 | 7,4 |
| Land/tuinbouw | 0,1 | -0,1 | 0,7 |
| Transport | 2,6 | 0,0 | 0,3 |
| <i>Subtotaal eindverbruikers</i> | <i>14,6</i> | <i>0,4</i> | |
| Elektriciteit ⁶ | -0,7 | 0,4 | 6,7 |
| CO ₂ -opslag, raff/kunstmest ⁷ | -0,7 | 0,1 | 4,0 |
| CO ₂ -opslag, elek. centrales ⁶ | -0,9 | 0,5 | 9,0 |
| Biomassa-ondervuring ⁶ | -0,3 - 0,1 | 0,3-0,7 | 3,0 |
| Biomassa-transport ⁸ | 0,0 | 0,4-0,6 | 3,0 |
| Import ⁶ | 0 | 0 | 0 |
| <i>Totaal</i> | <i>12,0-12,4</i> | <i>2,1-2,7</i> | <i>43</i> |

In de industrie is er rekening mee gehouden, dat circa 3 Mton extra bespaard wordt, wat recht geeft op reductiecertificaten van een waarde van f 0,6 miljard. De reductie in het aanbod, inclusief de backstop-opties bedraagt 26 Mton. Duurzame energie (1,5 Mton) wordt middels de heffingsvrijstelling gesubsidieerd voor f 0,7 miljard. De overige opties komen in aanmerking voor reductiecertificaten, dan wel lagere accijnzen. De opbrengsten hiervan zijn in het kostenoverzicht voor eindverbruikers opgenomen, zie ook de toelichtende noten. De mogelijke aanspraak op certificaten, gemeten naar de CO₂-reductie, bedraagt zo'n 4,2 miljard gulden, de biomassa voor transport wordt gefinancierd uit de accijnzen. Zoals hierboven vermeld is voor dit laatste een bedrag van f 0,4 tot f 0,6 miljard per jaar voor nodig om dit kostenneutraal voor de gebruikers te laten gebeuren. Dit leidt tot onderstaand overzicht voor de overheid.

Tabel 6.10 *Kostenoverzicht overheid ten opzichte van GC-referentie (mld gulden)*

| | |
|--|------------------|
| Extra REB opbrengst | 12,3 |
| Extra accijns | 2,6 |
| Subsidies | -0,1 |
| CO ₂ -reductiecertificaten, eindverbruikers | -0,6 |
| CO ₂ -reductiecertificaten, aanbod | -4,2 |
| Biomassa transport, uit accijns | -0,6 tot -0,4 |
| Duurzame energie | -0,7 |
| <i>Totaal</i> | <i>8,1 - 8,3</i> |

De totale inkomsten van de overheid liggen in 2020 dus zo'n 8 miljard hoger dan in GC. Hierbij is nog geen rekening gehouden met terugsluizing en een eventuele tax-credit voor het afschaffen van de heffingsvrije voet. Op de werking van het certificatenstelsel wordt in hoofdstuk 7 nader ingegaan.

⁷ In aanbodsector is een waarde van f 200 per ton verondersteld voor de gereduceerde CO₂

⁸ De extra kosten worden betaald uit de accijnzen

6.9 Kosten marktvariant in 2020

De methodiek van de kostenbenadering is reeds beschreven in paragraaf 5.8. In deze paragraaf wordt ingegaan op de resultaten voor 2020 voor de marktvariant. Allereerst wordt ingegaan op de kosten voor eindverbruikers, vervolgens worden de kosten in de elektriciteitsvoorziening bepaald (inclusief CO₂-verwijdering). De paragraaf wordt afgesloten met een beschouwing over de backstop-technieken, die niet in het elektriciteitspark voorkomen. De belangrijkste input voor de kostengegevens is weergegeven in bijlage 1.

6.9.1 Kosten voor eindverbruikers

De berekende besparingen in de diverse sectoren vergen meerinvesteringen van de eindverbruikers. In de vorige paragrafen is de bereikte besparing aangegeven. In bijlage 1 tabel 3b is deze besparing uitgesplitst door voor zowel het referentiescenario als voor de beide varianten het totale elektriciteits- en brandstofverbruik op te nemen. Tabel 4b toont de meerinvesteringen en de overige kosten die nodig zijn om de diverse besparingen te bereiken. Tevens is hierin aangegeven hoeveel subsidie er nodig is om deze besparingen te bereiken. De data in deze tabel zijn berekend met het SAVE-model.

In tabel 5b in bijlage 1 is bepaald hoeveel de eindverbruikers jaarlijks betalen aan energie in het referentiescenario. Deze kosten omvatten dus niet alleen de jaarlijkse energierekening, maar ook de jaarlijkse kapitaalskosten en overige kosten, eventueel verminderd met subsidies. In de laatste kolom is aangegeven hoeveel de eindverbruikers aan REB betalen (over aardgas en elektriciteit gezamenlijk). Tabel 6.11 weerspiegelt dezelfde tabel, alleen nu voor de marktvariant.

Tabel 6.11 *Jaarlijkse uitgaven aan energie, gezien door eindverbruikers, marktvariant, 2020*

| mld f/jaar | G/K/O | Elek | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal | wv. heffing |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Huishoudens | 9,7 | 10,2 | 4,1 | 0,0 | 23,9 | 7,9 |
| Diensten en overheid | 5,9 | 12,5 | 4,7 | 0,0 | 23,1 | 7,5 |
| Industrie | 10,6 | 9,5 | 2,6 | -1,4 | 21,3 | 2,6 |
| Land/tuinbouw | 2,2 | 1,3 | 0,3 | 0,1 | 4,0 | 0,4 |
| Transport | 27,1 | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 27,5 | 16,4 |
| <i>Totaal</i> | <i>55,5</i> | <i>33,7</i> | <i>11,8</i> | <i>-1,2</i> | <i>99,7</i> | <i>34,8</i> |
| Verschil met het referentiescenario | | | | | | |
| Huishoudens | 2,8 | 0,0 | 1,1 | 0,0 | 4,0 | 6,2 |
| Diensten en overheid | 0,6 | 4,1 | 1,6 | 0,0 | 6,3 | 5,9 |
| Industrie | -0,8 | 0,9 | 1,8 | -0,8 | 1,2 | 2,2 |
| Land/tuinbouw | -0,2 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 |
| Transport | 2,6 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 2,7 | 2,8 |
| <i>Totaal</i> | <i>5,0</i> | <i>5,3</i> | <i>4,4</i> | <i>-0,8</i> | <i>14,3</i> | <i>17,4</i> |

Uit bovenstaande tabel kunnen diverse zaken worden afgeleid. Allereerst wordt duidelijk, dat de verviervoudiging van de REB voor de huishoudens en de diensten/overheid niet meer goedge maakt wordt door de besparingen. Dit betekent dus dat de energie-

rekening, nog los van de investeringen, toeneemt. Vooral de heffing op elektriciteit bij de diensten/overheid, waar de besparingsmogelijkheden beperkt zijn, zorgt voor een grote stijging van de energierekening. Tevens blijkt dat alle sectoren jaarlijks in totaal meer geld kwijt zijn aan energie. Voor de dienstensector bedraagt deze stijging 35-40%, voor de huishoudens circa 20% en voor de andere sectoren rond de 5-10%. De meeropbrengst aan heffing in dit scenario bedraagt zo'n f 17,5 miljard, uitgesplitst naar 14,5 REB en bijna 3 miljard accijns. Van de totaal betaalde REB in 2020 komt circa 40% voor rekening van gas en 60% voor rekening van elektriciteit.

In het geval van de nationale kostenbenadering (tabel 6.12) wordt niet gerekend met de prijzen voor eindverbruikers, maar voor aardgas met de D-schijf (26 cent/m³) en voor elektriciteit met gemiddelde productiekosten (circa 9 ct/kWh). Tevens wordt gerekend met een rentevoet van 5% om de investeringskosten te bepalen. Ook wordt bij de nationale kostenbenadering niet gerekend met heffingen en subsidies.

Tabel 6.12 *Jaarlijkse uitgaven aan energie, vanuit nationale optiek, marktvariant, 2020*

| mIn f/jaar | G/K/O | Elektriciteit | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal |
|-------------------------------------|-------------|---------------|------------|-------------|-------------|
| Huishoudens | 2,8 | 3,0 | 3,3 | 0,0 | 9,0 |
| Diensten en overheid | 1,7 | 3,8 | 2,7 | 0,0 | 8,2 |
| Industrie | 8,5 | 5,2 | 1,4 | -1,4 | 13,8 |
| Land/tuinbouw | 1,8 | 0,4 | 0,2 | 0,1 | 2,6 |
| Transport | 10,7 | 0,2 | 0,1 | 0,0 | 11,0 |
| <i>Totaal</i> | <i>25,5</i> | <i>12,6</i> | <i>7,7</i> | <i>-1,2</i> | <i>44,6</i> |
| Verschil met het referentiescenario | | | | | |
| Huishoudens | -0,3 | -1,3 | 0,9 | 0,0 | -0,7 |
| Diensten en overheid | -0,6 | 0,0 | 0,9 | 0,0 | 0,3 |
| Industrie | -1,7 | -0,1 | 1,1 | -0,8 | -1,5 |
| Land/tuinbouw | -0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,1 |
| Transport | -0,2 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | -0,1 |
| <i>Totaal</i> | <i>-2,9</i> | <i>-1,5</i> | <i>3,0</i> | <i>-0,8</i> | <i>-2,1</i> |

Vanuit een nationale optiek bezien dalen de uitgaven aan energie in alle sectoren voor beide energiedragers, uitgezonderd elektriciteit in de dienstensector. Dit komt doordat in deze sector de besparingen op elektriciteit precies worden gecompenseerd door het extra verbruik van de elektrische warmtepompen. De besparingen op brandstof zijn duidelijk het grootst in de industrie, die op elektriciteit bij de huishoudens.

Het verschil in de kosten tussen het referentiescenario en de marktvariant, gecombineerd met het verschil in emissie, vormt de basis voor de bepaling van de kosteneffectiviteit. In tabel 6.13 is deze effectiviteit weergegeven voor de eindverbruikersbenadering, in 6.14 voor de nationale kosten berekening. Voor de bepaling van de effectiviteit van de maatregelen/besparingen is gekeken naar het verschil tussen enerzijds de rekening zoals die zou zijn bij de prijzen volgens de variant en de vraag volgens het referentiescenario, en anderzijds de rekening na besparingen (inclusief investeringskosten en overige kosten).

Tabel 6.13 *Overzicht meerkosten en kosteneffectiviteit, eindverbruikersbenadering*

| | Effect verhoogde heffing voor besparing [mln f] | Netto toe/afname na besparing [mln f] | Effect besparingen [mln f] | Kosteneffectiviteit besparingen [f/ton] |
|----------------------|--|--|----------------------------------|---|
| Huishoudens | 8,3 | 4,0 | -4,4 | -650 |
| Diensten en overheid | 6,8 | 6,4 | -0,4 | -100 |
| Industrie | 2,4 | 1,2 | -1,3 | -110 |
| Land/tuinbouw | 0,4 | 0,1 | -0,2 | -210 |
| Transport | 3,1 | 2,7 | -0,4 | -600 |

Tabel 6.14 *Overzicht meerkosten en kosteneffectiviteit, nationale kosten, marktvariant 2020*

| | Effect besparingen [mln f] | Kosteneffectiviteit [f/ton] |
|----------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Huishoudens | -0,7 | -105 |
| Diensten en overheid | 0,3 | 83 |
| Industrie | -1,5 | -130 |
| Land/tuinbouw | -0,1 | -135 |
| Transport | -0,1 | -117 |

Zoals verwacht mag worden is in deze variant de kosteneffectiviteit van de besparingen voor alle eindverbruikers negatief, d.w.z. dat zij geld over houden aan de besparingen. Voor de sheltered sectoren geldt echter wel, dat zij daarvoor eerst meer heffing zijn gaan betalen, hetgeen betekent dat de energierekening wel stijgt in deze variant. Opvallend is de hoge effectiviteit in de huishoudelijke sector. Dit komt vooral door het feit, dat besparingen op elektriciteit vanuit kosten oogpunt aantrekkelijk zijn. Ook hier geldt dat de kosteneffectiviteit in guldens per ton echter niet gezien kan worden als een maat voor hoe rendabel het is voor de eindverbruiker om de betreffende maatregel te nemen. Dit vanwege het feit dat de verbruiker de effectiviteit baseert op het te investeren vermogen en niet op de vermeden CO₂-emissie.

Vanuit nationaal oogpunt valt op, dat de kosteneffectiviteit in de dienstensector positief is, d.w.z. dat de besparingen vanuit nationaal oogpunt geld kosten, terwijl dit in de andere sectoren netto niet het geval is. Belangrijkste oorzaak hiervan is, dat voor de warmtepompen in de utiliteit een stimuleringsstarief is ingezet, terwijl nationaal met één tarief voor elektriciteit wordt gerekend.

6.9.2 Kosten in de elektriciteitsvoorziening

Ook voor de kostenbepaling van het aanbod wordt een onderscheid gemaakt, naar de kosten volgens eindgebruikerbenadering en de kosten volgens nationale kosten. Het verschil in kostenbenadering komt voort uit de gehanteerde waarden voor levensduur en rente voor centrales. Bij eindverbruikers is een rente van 15% en een levensduur van 25 jaar gehanteerd. Voor de nationale kosten is uitgegaan van 5% en 25 jaar. Tabel 7b in bijlage 1 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen in de elektriciteitsvoorziening met daarbij aangegeven een overzicht van de investeringskosten.

Uit de tabel valt af te lezen, dat de investeringen in het opgestelde vermogen van 2020 in het referentiescenario zo'n 55 miljard bedragen. In de marktvariant ligt dit circa 15 miljard hoger, ondanks het feit dat er minder vermogen staat opgesteld. Dit is inclusief de backstop-opties in de elektriciteitsvoorziening, de centrales met CO₂-opslag en de import. Op basis van deze investeringscijfers, gecombineerd met de brandstofprijzen uit het GC-scenario kunnen de kosten per type vermogen worden bepaald. Dit is weergegeven in tabel 8b in bijlage 1.

De gemiddelde kosten stijgen in de eindgebruikerbenadering van 10,3 cent/kWh naar 11,8 cent/kWh. Voor de nationale kostenbenadering stijgen de kosten van 7,8 naar 9,0 cent/kWh. Onderstaande tabel toont de kosteneffectiviteit.

Tabel 6.15 *Kosteneffectiviteit CO₂-reductie in de elektriciteitsvoorziening*

| Kosteneffectiviteit [f/ton] | EV | Nationaal |
|-------------------------------------|------------|-----------|
| Wind-land | -219 | 17 |
| Wind-zee | 55 | 126 |
| Zon | 778 | 425 |
| Retrofit CO ₂ poederkool | 126 | 69 |
| Retrofit CO ₂ Eems | 124 | 68 |
| KV-STEAG CO ₂ | 350 | 185 |
| STEAG- CO ₂ | 138 | 87 |
| SV- CO ₂ | 114 | 68 |
| W/K- CO ₂ | 164 | 107 |
| Import | 114 | 65 |
| <i>Totaal</i> | <i>109</i> | <i>69</i> |

Bij de eindverbruikersbenadering zijn de kosten voor de duurzame bronnen inclusief de vrijstelling voor de REB. Dit betekent dus een subsidie van 11,8 cent/kWh. Dit is de belangrijkste reden dat de kosten voor eindverbruikers voor wind op land negatief zijn (d.w.z. opbrengsten per vermeden ton CO₂). Vanuit nationaal oogpunt is wind redelijk kosteneffectief, voor zon geldt dit nog zeker niet.

De retrofit CO₂-verwijdering bij de kolencentrales is gezien ongeveer even kosteneffectief als die van de Eems-eenheden. De hogere investeringen voor de kolencentrales worden dus gecompenseerd door het feit, dat bij deze centrales meer CO₂ wordt afgevangen.

Voor de berekening van de kosteneffectiviteit van SV en W/K met CO₂-afvang is rekening gehouden met het feit, dat in dit geval minder SV en W/K-vermogen zonder CO₂-afvang nodig is. Dit resulteert dan in een kosteneffectiviteit van het afvangen van CO₂ bij SV respectievelijk WK van respectievelijk *f* 111 en *f* 161 gulden per ton voor de eindverbruikersbenadering. Voor de nationale kosten is dit *f* 68 en *f* 107.

De totale jaarlijkse meerkosten liggen voor de eindverbruikersbenadering op *f* 3,6 miljard en voor de nationale kostenbenadering op *f* 2,3 miljard. De CO₂-reductie bedraagt zo'n 33 Mton. De kosteneffectiviteit ligt dus op *f* 109 respectievelijk *f* 69 per ton.

6.9.3 Kosten voor de overige backstop-technieken

CO₂-afvang bij kunstmest/raffinaderijen

CO₂-afvang is het meest kosteneffectief bij de kunstmestindustrie en bij de waterstofproductie bij de raffinaderijen. De kosten liggen ongeveer op *f* 25 per ton. Het geschatte potentieel bedraagt circa 8 Mton. De totale kosten bedragen dus zo'n *f* 200 miljoen per jaar.

Biomassa voor ondervuring

Inzet van circa 150 PJ voor ondervuring betekent een vermeden CO₂-emissie van circa 8 Mton. Tevens is er 50 PJ productie van waterstof uit biomassa verondersteld (zie hoofdstuk 4). Dit reduceert ruim 2,5 Mton. De kosten hiervan liggen op *f* 220 tot *f* 400 per ton. De gemiddelde kosteneffectiviteit ligt dus waarschijnlijk tussen de 150 - 250 *f*/ton. Bij een totale CO₂-reductie van bijna 11 Mton leidt dit dus tot meerkosten van 1,6 miljard tot 2,7 miljard.

Biomassa voor transport

De kosteneffectiviteit van inzet van methanol in de transportsector bedraagt *f* 133 - *f* 250 per ton vermeden CO₂. Bij een inzet van 160 PJ methanol in plaats van diesel bedraagt de CO₂-reductie zo'n 11 Mton. De totale kosten liggen dus tussen de *f* 1,5 tot *f* 3 miljard.

De kosteneffectiviteit van inzet van ethanol in de transportsector ligt rond de *f* 150 per ton vermeden CO₂. Inzet van 125 PJ ethanol betekent een CO₂-reductie van circa 9 Mton. De extra kosten bedragen dus zo'n *f* 1,3 miljard.

6.9.4 Totaal kostenoverzicht

In de drie voorgaande paragrafen is achtereenvolgens voor de eindverbruikers, de elektriciteitsvoorziening en voor de backstop-opties bepaald welke kosten gepaard gaan met de bereikte CO₂-reductie. Onderstaande tabel vat deze resultaten samen. Voor de eindverbruikers is aangegeven hoeveel kosten zij per jaar extra kwijt zijn aan energie (dus inclusief de betaalde heffingen) ten opzichte van het referentiescenario. De kosten die zijn opgenomen onder het kopje elektriciteitssector betreffen de kosten van extra duurzame energie en de kosten die samengaan met de vervroegde sluiting van centrales. Tenslotte worden de kosten van de backstop-opties gepresenteerd. De kosten van de elektriciteitssector en de backstop-opties zijn inclusief de CO₂-reductiecertificaten.

Tabel 6.16 *Overzicht meerkosten*

| [miljard f] | Uitgaven aan energie (inclusief investeringen en overige kosten) | | |
|---|---|----------------|---------------------------|
| | Eindverbruikers | Nationaal | CO ₂ -reductie |
| Huishoudens | 4,0 | -0,7 | 6,7 |
| Diensten en overheid | 6,3 | 0,3 | 3,9 |
| Industrie | 1,2 | -1,5 | 11,7 |
| Land/tuinbouw | 0,1 | 0,1 | 1,1 |
| Transport | 2,7 | 0,0 | 0,7 |
| <i>Subtotaal eindverbruikers</i> | <i>14,3</i> | <i>-1,2</i> | |
| Elektriciteit ⁸ | 0,0 | 0,2 | 1,9 |
| CO ₂ -opslag, raff/kunstmest ⁹ | -1,4 | 0,2 | 8,0 |
| CO ₂ -opslag, elek. centrales ⁸ | -2,3 | 2,1 | 28,0 |
| Biomassa-ondervuring ⁸ | -0,6 - 0,5 | 1,6-2,7 | 11,0 |
| Biomassa-transport ¹⁰ | 0,0 | 2,8-4,3 | 19,0 |
| Import ⁸ | -0,3 | 0 | 2,6 |
| <i>Totaal</i> | <i>9,7-10,8</i> | <i>5,7-8,3</i> | <i>95</i> |

In de industrie is er rekening mee gehouden, dat circa 6 Mton extra bespaard wordt, wat recht geeft op reductiecertificaten van een waarde van f 1,2 miljard. De reductie in het aanbod, inclusief de backstop-opties bedraagt 71 Mton. Duurzame energie (2 Mton) wordt middels de heffingsvrijstelling gesubsidieerd voor f 1,2 miljard extra ten opzichte van GC. De overige opties komen in aanmerking voor reductiecertificaten, dan wel lagere accijnzen. De opbrengsten hiervan zijn in het kostenoverzicht voor eindverbruikers opgenomen, zie ook de toelichtende noten. De aanspraak op certificaten, gemeten naar de CO₂-reductie, bedraagt ca. 10 miljard gulden, de biomassa voor transport wordt gefinancierd uit de accijnzen. Zoals reeds vermeld is hier een bedrag van f 2,8 tot f 4,3 miljard per jaar voor nodig om dit kostenneutraal voor gebruikers te laten gebeuren. Tabel 6.17 toont het overzicht voor de overheid.

Tabel 6.17 *Kostenoverzicht overheid ten opzichte van GC-referentie (mld gulden)*

| | |
|--|------------------|
| Extra REB opbrengst | 14,6 |
| Extra accijns | 2,8 |
| Subsidies | -0,2 |
| CO ₂ -reductiecertificaten, eindverbruikers | -1,2 |
| CO ₂ -reductiecertificaten, aanbod | -10,0 |
| Biomassa transport, uit accijns | -4,3 tot -2,8 |
| Duurzame energie | -1,2 |
| <i>Totaal</i> | <i>0,5 - 2,0</i> |

De totale inkomsten/uitgaven van de overheid wegen ongeveer tegen elkaar op. Er blijft netto f 0,5 tot f 2 miljard over per jaar. Hierbij is nog geen rekening gehouden met terugsluizing van de REB, dan wel een tax-credit ter compensatie van de afschaf-

⁹ In aanbodsector is een waarde van f 200 per ton verondersteld voor de gereduceerde CO₂

¹⁰ De extra kosten worden betaald uit de accijnzen

ving van de heffingsvrije voet. Op de werking van het certificatenstelsel wordt in de appendix nader ingegaan.

7. VERHANDELBARE CO₂-REDUCTIECERTIFICATEN

In de Marktvariant speelt het systeem van verhandelbare CO₂ reductiecertificaten een belangrijke rol. Dit hoofdstuk combineert een meer theoretische beschouwing van het systeem van verhandelbare reductiecertificaten met de resultaten in de marktvariant. Bekeken wordt hoe het voorgestelde systeem vorm kan worden gegeven en wat de bijdrage kan zijn van zo een systeem aan het kosten-effectief reduceren van CO₂ emissies in Nederland. Tevens worden mogelijke problemen en alternatieven besproken. Tot slot wordt beoordeeld in hoeverre zo een systeem van reductie certificaten haalbaar en uitvoerbaar is.

De volgende facetten van het systeem van verhandelbare CO₂ reductie certificaten worden behandeld: definitie van de reductiecertificaten; ontwikkeling van de markt voor reductiecertificaten; prijsvorming op de markt voor reductiecertificaten; het creëren van reductiecertificaten; toezicht en controle; consequenties van ander beleid.

7.1 Definitie van de certificaten

Doel van het reductiecertificaten systeem in de marktvariant is om een financieringsmechanisme te ontwikkelen waardoor actoren uit doelgroepen met hoge reductiekosten een deel van hun emissiereductie realiseren bij doelgroepen waar de kosten lager liggen (de actoren die de REB betalen creëren zelf geen certificaten door emissiereductie, dit leidt direct tot vermindering van de af te dragen REB). De reductiecertificaten zijn interessant voor de actoren uit de doelgroepen met de hoge kosten omdat ze aftrekbaar zijn van de REB die deze actoren moeten betalen. Een reductiecertificaat kan daarom worden gedefinieerd als een recht op ontheffing van de REB voor de vermeden hoeveelheid CO₂. Eén reductie-certificaat kan bijvoorbeeld gelijk worden gesteld aan het recht op ontheffing van de REB over de hoeveelheid gas waarvan de verbranding 1 ton CO₂ oplevert. Voor elektriciteit ligt het ingewikkelder, omdat de hoeveelheid CO₂ die is vrijgekomen bij de opwekking van een kWh elektriciteit afhankelijk is van de gebruikte techniek en brandstoffen. Dit probleem kan worden opgelost door de gemiddelde uitstoot van CO₂ per kWh voor elk jaar vast te stellen. Een certificaat geeft in dat jaar aftrek van de REB over het aantal kWh waarbij bij de opwekking 1 ton CO₂ is vrijgekomen. Dit heeft wel als consequentie dat de waarde van een certificaat bij de aftrek van de REB op elektriciteit zal variëren: neemt de vrijgekomen hoeveelheid CO₂ per kWh af, dan kan men met één certificaat de REB op een groter aantal kWh aftrekken. Bij een gelijkblijvende REB per kWh betekent dit dat een certificaat meer waard wordt. Een optie is om de certificaten niet aftrekbaar te maken van de REB op elektriciteit: dit heeft als consequentie dat de vraag naar certificaten kleiner zal zijn.

De REB geldt ook voor petroleum, LPG, propaan en butaan. Voor de REB op deze brandstoffen kan de aftrek met certificaten eveneens worden toegepast. De REB op

deze brandstoffen is lager (gerekend naar energie-inhoud/koolstof-inhoud) dan de REB op gas omdat voor deze brandstoffen geen belastingvrije voet geldt. Dit betekent dat een certificaat dat gebruikt wordt om ontheffing van de REB te krijgen voor 1 ton CO₂ van een van deze brandstoffen minder oplevert omdat de REB op deze brandstoffen lager is. Certificaten zullen eerst gebruikt worden voor aardgas omdat bij aardgas de REB omgerekend naar 1 ton CO₂ het hoogst is. In plaats van de aftrekbaarheid van certificaten te baseren op CO₂ kan voor de andere brandstoffen uit worden gegaan van hetzelfde bedrag als bij aardgas: een certificaat geeft dan het recht op aftrek van f215,-. Consequentie is wel dat de hoeveelheid CO₂ waarover geen REB hoeft te worden betaald bij deze brandstoffen groter is dan 1 ton. De eerste optie, het aftrekbaar maken van de certificaten van de REB die over 1 ton CO₂ moet worden betaald, verdient de voorkeur.

Om het systeem eenvoudiger te maken kan er ook voor worden gekozen om de REB op de verschillende brandstoffen en elektriciteit aan te passen zodat deze op een uniform tarief per ton CO₂ uitkomt.

In de definitie van de reductiecertificaten speelt tijd geen rol, de reductiecertificaten zijn niet gebonden aan een bepaalde periode, maar slechts aan de hoeveelheid van 1 ton (bespaarde) CO₂. Dit heeft als voordeel dat de geldigheid van de reductiecertificaten niet gebonden is aan een bepaalde periode. Dit betekent dat de reductiecertificaten makkelijker te verhandelen zijn, hetgeen de ontwikkeling van de markt ten goede komt. Wel is het mogelijk dat de reductiecertificaten die verdiend worden met een besparingsproject gespreid over de looptijd van het project beschikbaar komen, evenredig aan bijvoorbeeld de jaarlijkse besparing die een project oplevert.

De geldigheid van de certificaten wordt wel begrensd door de duur van de REB; wordt de REB op een gegeven moment afgeschaft, dan hebben de certificaten geen waarde meer. De overheid zal dan ook op tijd aan moeten geven dat de REB wordt afgeschaft. Aan de andere kant is er weinig reden voor de distributiebedrijven of kleinverbruikers om de certificaten achter te houden in plaats van ze direct te verzilveren. Achter houden leidt slechts tot renteverlies.

7.2 Ontwikkeling van de certificaten markt

De reductiecertificaten zijn alleen interessant voor actoren die onder de REB vallen, in de marktvariant zijn de grenzen hiervoor uitgebreid om te zorgen dat de sheltered sectoren grotendeels REB betalen. Oftewel, de vragers op de markt voor reductiecertificaten zijn de kleinverbruikers en niet industriële bedrijven. Voor een deel zullen bedrijven zelf certificaten kunnen creëren door besparingen waarmee ze ontheffing van de REB kunnen krijgen. Voor een ander deel zullen ze certificaten kunnen verwerven op de markt. Met name voor de kleinere bedrijven kunnen de transactiekosten echter aanzienlijk zijn, net als voor de kleinverbruikers. Dit roept de vraag op hoe de markt zich zal ontwikkelen, omdat het moeilijk voorstelbaar is dat de kleine bedrijven en de kleinverbruikers zelf zullen gaan handelen in reductiecertificaten, gezien de transactiekosten. Het is dan ook te vrezen dat de markt zich slechts zeer beperkt of niet zal ontwikkelen als de kleinverbruikers (inclusief de kleine bedrijven) zelf actief moeten worden als vragers op de markt.

Om een goed werkende markt in reductiecertificaten te realiseren zullen andere partijen en de rol van vragers op de markt over moeten nemen van de kleinverbruikers. Een alternatief is om de distributiebedrijven deze rol over te laten nemen, zoals voorgesteld in de project aanvraag. Als inners van de REB is het aantrekkelijk voor de distributiebedrijven om reductiecertificaten te verwerven zodat zij de REB voor een deel niet hoeven af te dragen. De distributiebedrijven zullen gezien hun kennis van energie markten en van energiebesparing en hun omvang zeker in staat zijn om te actief te zijn op de markt voor reductiecertificaten. Daarnaast is het in denkbaar dat tussenpersonen op de markt actief zullen worden zoals consultancy bedrijven. Deze bedrijven kunnen reductiecertificaten verwerven door energiebesparingsprojecten uit te voeren bij ondernemingen in ruil voor de reductiecertificaten die hierbij worden gecreëerd. Vervolgens kunnen zij deze reductiecertificaten aanbieden aan distributiebedrijven. Een vraag is in welke mate de distributiebedrijven de winst die ze hierbij boeken door zullen geven aan hun afnemers. Dit heeft consequenties voor de uiteindelijke lastenverdeling van emissie reductie over de verschillende doelgroepen en de kosten-efficiëntie van de totale CO₂-emissiereductie. In hoeverre de winst wordt doorgegeven hangt af van een aantal factoren: de marktpositie van de distributiebedrijven op hun afzetmarkten, hun positie op de markt voor reductiecertificaten, en de omvang van vraag en aanbod op de markt voor reductiecertificaten. Op deze laatste factor wordt in de volgende paragraaf verder ingegaan. Een optie is dat doorgave verplicht wordt gesteld.

7.3 Prijsvorming op de certificaten markt, resultaten marktvariant

De reductiecertificaten zijn alleen interessant voor kleinverbruikers (of de distributiebedrijven) als ze minder kosten dan de REB die ze anders zouden moeten betalen. De waarde van een certificaat bedraagt dus maximaal de hoogte van de REB. In de marktvariant is gekozen voor verviervoudiging van de REB, waarmee de waarde voor een certificaat neerkomt op ruim 200 gulden per ton CO₂ (bij een REB van 38,4 cent per m³ aardgas *f* 216 per ton CO₂). De maximale vraag naar reductiecertificaten is gelijk aan de emissies die de kleinverbruikers niet zelf kunnen reduceren tegen kosten lager dan de maximum prijs. In de marktvariant in 2010 bedraagt de opbrengst van de REB in totaal circa 15 miljard, in 2020 circa 18 miljard. De maximale hoeveelheid, die in 2010 resp. 2020 dus in aanmerking komt voor reductiecertificaten is dus 70 tot 80 Mton. Bij een groter aanbod van certificaten zal de prijs dalen. In de marktvariant wordt echter voorzien dat in 2020 de totale reductie die in aanmerking komt voor certificaten 50 Mton bedraagt, dus nog ruim onder de genoemde grenzen ligt. Voor een uitgebreider theoretische analyse m.b.t. het marktevenwicht en de evenwichtsprijs wordt verwezen naar bijlage 2.

7.4 Het creëren van certificaten

In de gebruikelijke systemen van verhandelbare emissierechten wordt een limiet gesteld aan de totale emissies en vervolgens wordt dit beschikbare aantal emissierechten verdeeld onder de emittenten, al dan niet door ze gratis weg te geven (grandfathe-

ring) of door ze te veilen. In zo'n systeem kunnen emissierechten op twee manieren op de markt komen: (1) als een bedrijf minder emitteert dan het aantal emissierechten waarover het beschikt kan het de overgebleven emissierechten verkopen en (2) de overheid kan een deel van de emissierechten veilen.

In het hierboven geschetste systeem van reductiecertificaten is het creëren van emissierechten minder eenvoudig, omdat er geen emissie plafond is en omdat de bedrijven niet over een toegewezen aantal emissierechten beschikken dat ze kunnen verkopen als ze minder emitteren. Een van de mogelijkheden is om een certificerende instelling alle aangemelde emissie reducties te laten verifiëren op hun daadwerkelijke bijdrage aan de netto doelstelling. Dit heeft echter een aantal nadelen. Ten eerste verhoogt dit de transactiekosten en vormt het een additionele belemmering voor de certificaten markt. In het 'emission trading program' in de VS. in de jaren '70 en '80 was de eis dat elke transactie door de overheid moest worden goedgekeurd een van de redenen dat de markt zich nauwelijks ontwikkelde (Dwyer 1992). Een tweede nadeel is dat het problematisch zal zijn om vast te stellen wanneer emissie reductie bij bedrijven reductiecertificaten oplevert. Dit levert een aantal vragen op die vergelijkbaar zijn met de vragen die beantwoord moeten worden bij Joint Implementation projecten, zoals:

- Creëert elke emissie reductie bij een bedrijf reductiecertificaten of slechts emissie reductie ten opzichte van een baseline?
- Als men uitgaat van een baseline, hoe wordt deze dan voor een bedrijf vastgesteld?
- Moet emissie reductie additioneel zijn aan emissie reductie die toch al plaats zou vinden, zoals bijvoorbeeld afspraken in MJA's, en zo ja hoe wordt dat bepaald?
- Creëren rendabele emissie reducties wel of geen reductiecertificaten en zo nee, hoe wordt bepaald wat rendabele projecten zijn?
- Wat gebeurt er als een bedrijf in eerste instantie een emissie reductie realiseert maar in een later stadium door bijvoorbeeld groei van het bedrijf meer gaat uitstoten, wordt hier in de baseline rekening mee gehouden?

Vergelijkbaar met deze problemen is de problematiek rond de teruggaaf regeling voor bedrijven met een MJA zoals voorgesteld in het amendement Remkes/de Vries bij de invoering van de REB. Gezien het grote aantal problemen, vooral m.b.t. de forse individuele toetsing voor het verzekeren van rechtsgelijkheid tussen de betrokken bedrijven en de uitvoeringstechnisch complexe regeling is voorlopig van uitvoering van het amendement afgezien (Tweede kamer, 24250 034, 17-9-1996). Net als bij een teruggaaf regeling zullen ook bij de toewijzing van reductiecertificaten aan bedrijven de emissie reductie maatregelen moeten worden getoetst om vast te stellen in welke mate de emissie reductie additioneel is en om het aantal reductiecertificaten te bepalen dat wordt gecreëerd.

Uitgaan van rendabele technieken werpt de vraag op hoe certificaten worden toegewezen bij een langer lopend project. Door de technologische ontwikkeling zullen rendabele technieken beschikbaar komen die bij de start van het project nog niet of niet rendabel waren. Betekent dit dat een project in de loop der tijd minder rechten creëert? Dit zou wel het geval moeten zijn om te voorkomen dat er certificaten worden gecreëerd terwijl de emissiereductie uit zich zelf zou worden gereduceerd. Aan de andere kant maakt dit de opbrengst in reductiecertificaten onzeker, waardoor het aantal projecten en het aanbod van certificaten zal dalen.

Deze problemen ten aanzien van het creëren van reductiecertificaten zullen moeten worden beantwoord om een goed werkend systeem van verhandelbare reductiecertificaten op te kunnen zetten. Zoals hierboven al aangegeven is het verschil tussen het reductiecertificaten systeem en de gebruikelijke systemen van verhandelbare emissierechten dat de bedrijven in het reductiecertificaten systeem geen bindend emissieplafond hebben met de daarbij horende rechten. Dit creëert de problemen m.b.t. tot de baseline, additionaliteit etc.

Bij de berekeningen is er uitgegaan van een zgn. A-lijst en een B-lijst. Op de A-lijst staan de min of meer bewezen rendabele maatregelen. Bedrijven dienen eerst deze maatregelen te treffen, voordat ze in aanmerking komen voor certificaten. De certificaten kunnen ze creëren door maatregelen van de B-lijst uit te voeren. De samenstelling van de lijsten wordt periodiek geëvalueerd/aangepast. Bedrijven die een maatregel dus als eerste uitvoeren kunnen daar dan nog certificaten mee verdienen (voor de gehele levensduur), terwijl voor bedrijven die investeren op het moment dat de techniek verder ontwikkeld en rendabel is, geen recht meer op certificaten bestaat.

Variant met bindend emissieplafond

Een variant die hier rekening mee houdt is om bedrijven die van de mogelijkheid om reductiecertificaten te verkopen willen profiteren een bindend emissieplafond toe te wijzen. Elke emissiereductie onder het plafond levert vervolgens jaarlijks reductiecertificaten op. De toewijzing van emissieplafonds kan worden gebaseerd op de uitstoot in een referentiejaar zoals gebruikelijk in systemen van verhandelbare emissierechten, een andere mogelijkheid is om uit te gaan van reductiedoelstellingen die zijn afgesproken in MJA's en in bedrijfs energie plannen. Deze laatste optie heeft als voordeel dat het probleem vermeden wordt dat 'vuile' bedrijven beloond worden bij toewijzing op historische basis doordat ze meer emissierechten krijgen dan 'schone' bedrijven. Nadeel echter is dat deze toewijzing meer administratie met zich mee zal brengen; bij elk bedrijf zal het bedrijfs energie plan beoordeeld moeten worden, waarvoor objectieve criteria moeten worden opgesteld zodat alle bedrijven gelijk behandeld worden.

De interesse van bedrijven om mee te doen zal in deze variant beperkter zijn omdat ze een bindend emissieplafond moeten aanvaarden (wel heeft een emissieplafond het voordeel dat het bijdraagt aan het realiseren van de totale emissiereductie doelstelling). Zo'n bindend emissieplafond kan een belemmering zijn voor eventuele expansie van het bedrijf in de toekomst. Het is belangrijk om bedrijven de mogelijkheid te bieden om, voor wat voor redenen dan ook, meer uit te stoten dan hun initiële plafond. In systemen van verhandelbare emissierechten is dit mogelijk doordat bedrijven emissierechten kopen van andere bedrijven; in het systeem van verhandelbare reductiecertificaten is het eveneens mogelijk voor bedrijven om reductiecertificaten bij andere bedrijven te kopen. Daarnaast is een optie om bedrijven die meer uitstoten dan hun plafond voor dat deel van hun emissies te belasten met de REB. Het is dan wel mogelijk om meer uit te stoten, er staan alleen hogere kosten tegenover.

Ondanks deze opties blijft het feit dat bedrijven een bindend emissieplafond minder aantrekkelijk zullen vinden. Waarschijnlijk zal dit als consequentie hebben dat slechts bedrijven die een belangrijk deel van hun emissies kunnen reduceren tegen kosten die onder het niveau van de REB liggen het aantrekkelijk zullen vinden om mee te doen met dit systeem. Om zich te verzekeren van ruimte voor groeiende emissies in de toe-

komst zal een bedrijf niet alle winstgevende emissiereducties verzilveren in reductiecertificaten, of het zal de verkregen reductiecertificaten achter de hand houden voor eventuele toekomstige groei. Consequentie is een vermindering van het aanbod. Daarbij komt dat het opgang komen van de markt meer tijd in beslag nemen als bedrijven eerst de doelstellingen uit de MJA's moeten realiseren alvorens ze aan hun emissieplafond voldoen en door verdere reductie reductiecertificaten kunnen gaan verkopen. Voor de modelberekeningen heeft dit als consequentie dat slechts bedrijfstakken waar gemiddeld genomen grote voordelen zijn te boeken deel zullen nemen, bovendien zullen ze niet hun volledige potentieel aan reductiecertificaten op de markt brengen. Omdat niet alle bedrijven meedoen en omdat de bedrijven die meedoen niet alle reductiecertificaten op de markt zullen brengen zal de winst door lagere reductiekosten niet maximaal zijn.

Hierboven zijn enkele beperkingen genoemd van de variant met een bindend emissieplafond. Desondanks is het toch aan te raden om hiervan uit te gaan, omdat zonder een bindend plafond de uitvoerbaarheid van het systeem sterk wordt bemoeilijkt door de problemen rond de baseline, additionaliteit, groei van de bedrijven, administratie etc. Zoals Nancy Kete, betrokken bij het opzetten van het sulphur allowance trading scheme van EPA stelt: 'Nothing should be traded that cannot be measured, recorded and reported, or trading becomes a shell game' (Kete 1992). Als het niet eenduidig is hoe reductiecertificaten worden gecreëerd leidt dit tot onzekerheid op de markt voor reductiecertificaten. Bovendien wordt de handel in reductiecertificaten een handel in 'lucht' als de reductiecertificaten niet gebaseerd zijn op harde emissiereducties. Er komen teveel certificaten op de markt waardoor er een te lage prijs is en er minder uitstoot wordt gereduceerd.

Besparingen op elektriciteitsverbruik, reductie van emissies in de elektriciteits opwekking en creatie van certificaten

Door besparingen op het elektriciteitsverbruik door bedrijven verminderen de emissies bij de elektriciteitscentrales. De hierdoor gecreëerde rechten kunnen worden toegewezen aan de bedrijven: op die manier is er voor de bedrijven een stimulans om hun elektriciteitsverbruik te verminderen. De bespaarde CO₂ emissies en daarmee het te verdienen aantal certificaten kan worden bepaald op basis van de gemiddelde CO₂ uitstoot per opwekking van 1 kWh elektriciteit voor elk jaar dat een project loopt. Dit betekent echter wel dat het aantal certificaten dat een bedrijf met besparingen op het elektriciteitsverbruik kan verdienen niet vast staat. De energiecentrales kunnen zelf ook emissies reduceren en dus certificaten creëren door efficiënter elektriciteit te produceren.

Toetredingsbarrières

Een van de vragen bij systemen van verhandelbare emissierechten is hoe nieuwe bedrijven aan hun rechten komen. Veelal wordt de vrees geuit dat gratis toedeling aan bestaande bedrijven en verkoop van rechten aan nieuwe bedrijven toetredingsbarrières creëert. Deze angst lijkt grotendeels ongegrond, zoals blijkt uit onderzoek naar de theoretische en empirische consequenties van een systeem van verhandelbare CO₂ rechten voor toetredingsbarrières in Nederland (Koutstaal 1997). In het systeem van verhandelbare reductiecertificaten kunnen nieuwe bedrijven die mee willen doen aan het reductiecertificaten systeem een plafond worden toegewezen op basis van de rendabele opties voor emissiereducties of de afspraken in MJA's zoals die ook voor be-

staande bedrijven geldt, zodat er geen bevoordeling van bestaande bedrijven plaats vindt.

Internationale concurrentiepositie

In het systeem van reductiecertificaten zijn er, afgezien van de hogere REB, geen extra kosten voor de bedrijven: integendeel, zij kunnen verdienen aan het verkopen van hun reductiecertificaten aan de distributiebedrijven. Dit systeem zal daarom geen negatieve consequenties hebben voor de concurrentiepositie van het Nederlandse bedrijfsleven. Aangezien de certificaten optioneel zijn is er bovendien geen belemmering voor bedrijven om zich in Nederland te vestigen. Voor gevestigde bedrijven kan het in theorie aantrekkelijk zijn om hun activiteit te verplaatsen naar een ander land en de certificaten te verkopen. Dit is echter vooral een theoretisch voordeel. Er zijn vele factoren die de locatiekeuze van bedrijven beïnvloeden, milieubeleid is daar slechts een van. Bovendien moet ook gekeken worden naar het beleid in andere landen. Met name als in Kyoto voor alle Annex I landen emissieplafonds worden afgesproken betekent dit dat in al deze landen beleid zal moeten worden gevoerd om deze plafonds te halen. Het voordeel van verhandelbare rechten of certificaten is dat het beleid kostenefficiënt is zodat de reductie kosten voor de emittenten zo laag mogelijk zijn, bovendien kunnen de rechten of certificaten gratis aan de bedrijven worden toegedeeld.

7.5 Toezicht en controle

De feitelijke emissies van bedrijven die reductiecertificaten verkopen zullen moeten worden gecontroleerd om te verifiëren of de reductie werkelijk is gerealiseerd. Voor een deel van de bedrijven zou dit kunnen door direct de uitstoot van CO₂ te meten in de verbrandingsgassen (directe controle wordt gebruikt in het systeem van verhandelbare SO₂ rechten in de V.S.), bijvoorbeeld bij de elektriciteits producenten. Een andere optie is om de inkoop van fossiele brandstoffen en elektriciteit te monitoren. Voor aardgas en elektriciteit, de belangrijkste energiedragers voor het industrieel energieverbruik, kan men gegevens van de distributiebedrijven gebruiken. Hiermee kan op eenvoudige en doeltreffende wijze de uitstoot van CO₂ van individuele bedrijven worden gemeten. Voor andere brandstoffen zoals aardolieproducten en steenkool zal men op andere wijze aan gegevens moeten komen, bijvoorbeeld rapportages van de bedrijven zelf zoals milieujaarverslagen. Deze gegevens zullen echter wel nauwkeurig gecontroleerd moeten worden. Hiervoor zullen nieuwe controlesystemen moeten worden opgezet. Het gaat hierbij echter slechts om een deel van de bedrijven. Al met al lijken er geen onoverkomelijke problemen te zijn voor het toezicht op de CO₂ emissies van individuele bedrijven.

Een van de opties voor het terugdringen van CO₂ emissies is CO₂-opslag in ondergrondse reservoirs en vastlegging in bossen. De reductiecertificaten die hiermee kunnen worden verkregen zullen per project moeten worden gecertificeerd en gecontroleerd door bijvoorbeeld de certificerende instelling.

7.6 Consequenties van andere beleidsmaatregelen voor het certificaten systeem

In de beleidsvariant markt zijn er naast het systeem van reductiecertificaten en de REB nog andere beleidsmaatregelen. Deze andere maatregelen kunnen in meer of mindere mate de werking van het reductiecertificaten systeem beïnvloeden. In de MJA's wordt afgesproken dat bedrijven de maatregelen die rendabel zijn bij een interne rentevoet van 15% zullen nemen. Dat betekent dat deze maatregelen niet meer beschikbaar zijn om reductiecertificaten te creëren, bovendien zullen bedrijven pas reductiecertificaten kunnen gaan verkopen als ze de rendabele maatregelen hebben genomen, hetgeen de ontwikkeling van de markt zal vertragen.

In de REB is een regeling voor doorgave van de REB aan producenten van duurzame energie. Indien de certificaten ook een ontheffing geven op de REB op elektriciteit kan dit betekenen dat er geen REB gelden beschikbaar zijn om door te geven aan de producenten van duurzame energie wanneer het aanbod van certificaten groter is dan de vraag. In die situatie is een alternatief om de producenten van duurzame energie certificaten te geven in plaats van doorgave van de REB. Aangezien bij groter aanbod de prijs van certificaten lager ligt dan de REB betekent dit wel dat de stimulans voor duurzame energie kleiner is.

Subsidiemaatregelen en fiscale faciliteiten zoals de energie-investeringsaftrek zijn op zich een stimulans voor energiebesparende maatregelen. Deze stimulans is additioneel aan de prikkel van het systeem van reductiecertificaten: voor een project kan zowel een subsidie of een fiscale aftrek gelden als dat het reductiecertificaten kan opleveren. Het resultaat kan zijn dat er meer emissies worden gereduceerd en dat er daardoor meer aanbod is van reductiecertificaten.

7.7 Conclusies en discussiepunten

Het hierboven geschetste systeem van verhandelbare reductiecertificaten maakt het mogelijk voor actoren uit de doelgroepen die de REB moeten afdragen om emissies te reduceren in andere sectoren. De reductiecertificaten die ze hiermee kunnen verwerven zijn aftrekbaar van de REB. In beginsel geven de certificaten ontheffing op de REB op aardgas, andere brandstoffen en elektriciteit. Bij elektriciteit heeft dit wel als consequentie dat de waarde van een certificaat niet vast is omdat de hoeveelheid CO₂ die vrijkomt bij opwekking van een kWh elektriciteit niet constant is. Bovendien is de REB per ton CO₂ niet gelijk voor de verschillende brandstoffen. Alhoewel de REB uit een energie deel en een CO₂ deel bestaat is voorgesteld dat de hele REB kan worden gecompenseerd door reductiecertificaten. Een optie is om de REB per ton CO₂ gelijk te trekken.

Het ligt niet voor de hand dat de consumenten en kleine bedrijven zelf zullen gaan handelen in reductiecertificaten, deze rol zullen de distributiebedrijven op zich moeten nemen. Vraag daarbij is wel of de distributiebedrijven de lastenverlichting door zullen geven aan de consumenten of niet. Als de lastenverlichting niet wordt doorgegeven, én als het aanbod van reductiecertificaten de vraag overtreft betekent dit dat de totale kosten van emissiereductie in de economie hoger uit zullen vallen, dat de consumenten-

ten hogere kosten maken en dat de bedrijven uit de niet-REB doelgroepen minder verdienen aan de verkoop van reductiecertificaten. Een mogelijkheid is om de distributiebedrijven te verplichten om de lastenverlichting door te geven.

Een belangrijk probleem in het systeem van reductiecertificaten is hoe de rechten worden gecreëerd. De meest eenvoudige oplossing, die de problemen vermijdt die zich ook bij Joint Implementation projecten voordoen, is om bedrijven die mee willen doen aan de handel in reductiecertificaten een bindend emissieplafond te geven. Dit kan worden gebaseerd op historische emissies of op doelstellingen afgesproken in het kader van milieu bedrijfsplannen en MJA's. Nadeel van een bindend emissieplafond is dat bedrijven minder geneigd zullen zijn om mee te doen met het systeem. De maximale kostenreductie door efficiëntere allocatie van emissiereductie zal niet worden bereikt omdat niet alle bedrijven meedoen en omdat de bedrijven die meedoen een deel van hun reductiecertificaten achter de hand zullen houden.

Het systeem zonder bindend plafond heeft niet het nadeel dat bedrijven zullen worden afgeschrikt door de vaste emissie-limiet, maar het brengt veel uitvoeringsproblemen met zich mee m.b.t. de certificering van de reductiecertificaten zoals het vaststellen van baselines, wat te doen bij groei van bedrijven en hun emissies, etc. Er kan dan ook aan getwijfeld worden of zo'n systeem praktisch uitvoerbaar is.

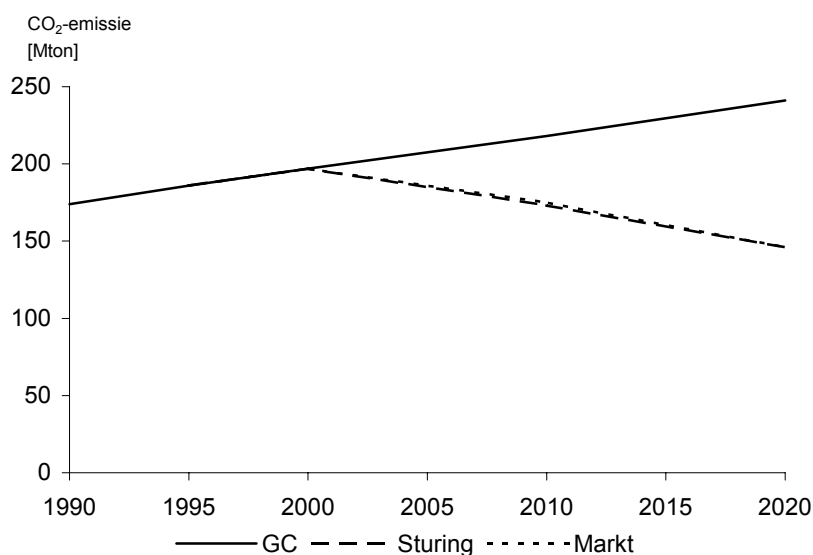
Door nieuwe bedrijven reductiecertificaten toe te wijzen op basis van rendabele technieken of afspraken in MJA's voor bestaande bedrijven wordt vermeden dat de bestaande bedrijven een voordeel hebben.

Controle van de feitelijke emissies kan relatief eenvoudig gebeuren door gebruik te maken van de gegevens van de distributiebedrijven wat betreft het aardgas- en elektriciteitsverbruik. Het verbruik van aardolieproducten zal moeten worden gecontroleerd door rapportage van de bedrijven zelf, aangevuld met steekproefsgewijze controles en andere controlemechanisme zoals het meten van de CO₂ emissies zelf.

Andere beleidsmaatregelen kunnen als consequentie hebben dat het aanbod van reductiecertificaten kleiner is, bijvoorbeeld omdat de bedrijven die reductiecertificaten kunnen aanbieden reeds verplicht zijn in MJA's om bepaalde besparingsopties te ondernemen. Ook de vraag kan worden beïnvloed door bijvoorbeeld subsidies aan huishoudens voor besparingsopties.

8. ANALYSE, CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Deze studie betreft een verkenning van mogelijkheden om te komen tot een vergaande CO₂-emissiereductie op de langere termijn. Als uitgangspunt is een jaarlijkse reductie van 2% voor alle broeikasgassen gehanteerd vanaf 2000. Gecombineerd met de bestaande emissiedoelstelling tot aan 2000 leidt dit tot een doelstelling van 32% reductie van broeikasgassen in 2020 ten opzichte van 1990. Er is in deze studie alleen onderzoek gedaan naar mogelijkheden voor binnenlandse CO₂-emissiereductie, andere categorieën (Joint Implementation, Overige broeikasgassen en Bosaanplant) zijn exogeen ingeschat. Uitgaande van het Global Competition scenario (GC) leidt dit tot een totaal benodigde CO₂-emissiereductie van 95 Mton in 2020, oftewel 41% van de emissie in GC. De berekeningen zijn uitgevoerd in twee beleidsvarianten. In de eerste, de sturingsvariant is een centrale rol weggelegd voor de overheid bij de aanpak van het klimaatprobleem. In de marktvariant wordt het klimaatprobleem beschouwd als een milieuprobleem, dat de samenleving als geheel moet oplossen. De rol van de overheid is hierbij beperkt. Figuur 8.1 toont de emissies in GC en in beide varianten.



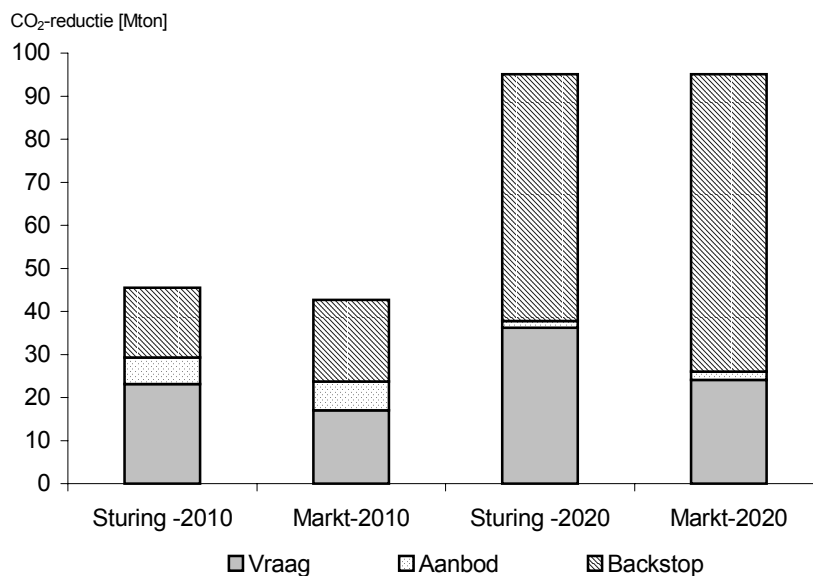
Figuur 8.1 CO₂-emissie in GC en in de beide varianten

Bij dergelijke emissiereducties zijn energiebesparing, duurzame energie en brandstofsubstitutie niet toereikend. Er is een grote rol weggelegd voor backstop-technieken. In deze studie is voornamelijk gekozen voor CO₂-afvang, import van biomassa en import van duurzame elektriciteit. Afhankelijk van de doorgerekende variant wordt 55% tot 70% van de reductie bereikt door de inzet van backstop-technieken. De keuze voor bepaalde technieken wordt hierbij niet alleen bepaald door de kosteneffectiviteit, maar ook door de concurrentie op bepaalde toepassingsgebieden, publieke acceptatie, etc. Zo bestaan er voor elektriciteit relatief veel mogelijkheden om te komen tot (vrijwel) CO₂-loze opties, terwijl voor ondervuring en de transportsector de mogelijkheden beperkter zijn. Vanuit dit oogpunt is er voor gekozen biomassa vooral in te zetten in laatstgenoemde sectoren, terwijl CO₂-verwijdering de meest gekozen optie is bij elektriciteitsopwekking. De keuze voor CO₂-verwijdering (en niet voor kernenergie) is voornamelijk gebaseerd op de huidige situatie ten aanzien van publieke acceptatie. In

de toekomst zal moeten blijken hoe de afweging van de voor- en nadelen van beide opties uitpakt. Opties voor grootschalige toepassing van waterstof langs verschillende wegen worden in beide varianten beperkt ingezet, omdat op de hier beschouwde termijn de kosten nog te hoog zijn. Op langere termijn biedt deze optie, mede vanwege andere (milieu)voordelen, bij kostendalingen wel perspectief. Gegeven de grote rol die voor de backstop-opties wordt voorzien alsmede de vele onzekerheden ten aanzien van potentiële en kosten is nader onderzoek op dit gebied van groot belang.

In beide varianten lijkt de gehanteerde doelstelling van 35% reductie ten opzichte van 1990 theoretisch haalbaar. Evenals voor de backstop-technieken geldt ook ten aanzien van besparingen en duurzame energie dat nieuwe (on)mogelijkheden ten aanzien van kosten/rendementen/potentiële duidelijk worden bij implementatie van zo'n stringent CO₂-beleid, al mag verwacht worden dat deze onzekerheden van een duidelijk lagere orde van grootte zijn dan die voor de backstop-technieken.

In de sturingsvariant wordt ten opzichte van de marktvariant een grotere rol voor besparingen voorzien, die voornamelijk wordt afgedwongen door regelgeving en gestimuleerd door subsidies. In de marktvariant wordt voornamelijk onder invloed van het prijsmechanisme een grotere rol voorzien voor de aanbieders van energie. De stimulans die uitgaat van de CO₂-reductiecertificaten is het grootst bij de partijen voor wie energie de core-business is. In figuur 8.2 wordt dit geïllustreerd.

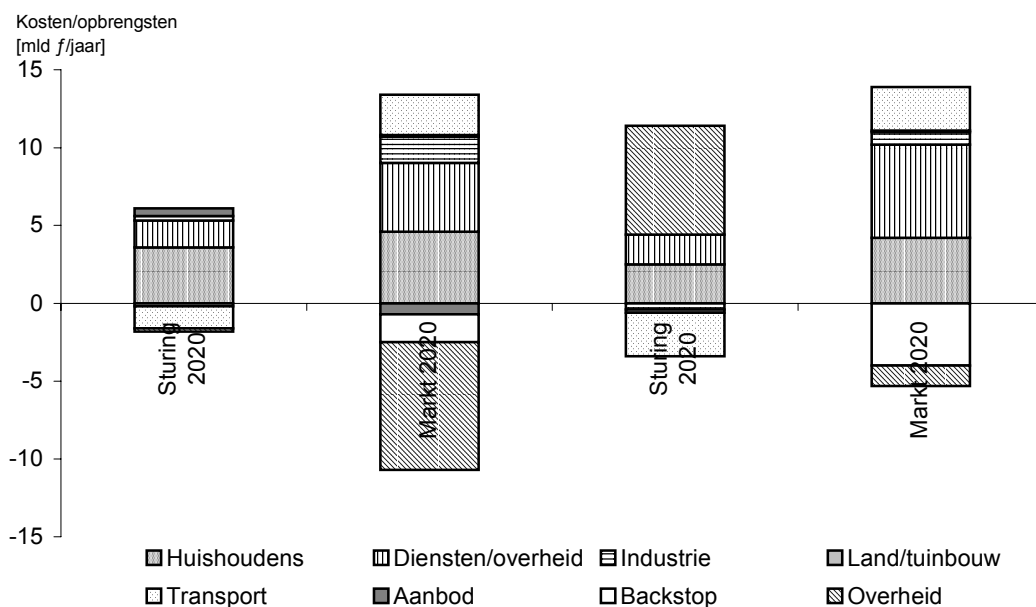


Figuur 8.2 *Bijdrage van de verschillende categorieën maatregelen*

Vergelijking van de besparingen met theoretische potentiële uit Icarus geeft aan dat de bereikte besparingen in de twee varianten tussen de 40 en 60% liggen. Alleen de transportsector zit duidelijk lager (doordat deze sector sterk afhankelijk is van Europees beleid), de industrie zit duidelijk hoger. Dit laatste komt doordat in deze sector ervoor gekozen is inzet van secundaire materialen en biomassa op te nemen als besparingsoptie, terwijl het een optie is die op het grensgebied zit tussen besparingen en backstop-opties.

De kosten van de CO₂-reductie zijn in beide varianten zowel vanuit de nationale optiek als vanuit de eindverbruikersbenadering vergelijkbaar. Dit ondanks het feit dat de gekozen maatregelen en opties op diverse punten verschillen. In de sturingsvariant wordt relatief veel besparing afgedwongen tegen hogere kosten. In de marktvariant wordt minder bespaard (wel met goedkopere opties), maar wordt een grotere bijdrage van aanbodmaatregelen voorzien. De hogere kosten van besparingen in de sturingsvariant liggen vooral in de gebouwde omgeving. De besparingen die worden bereikt door verscherping van EPN en de introductie van de EPL verdienen zichzelf niet terug, ook niet bij verdubbeling van de REB. Ten slotte dient bedacht te worden, dat de kosten van het verlies aan comfort/gemak niet in de kostenoverzichten zijn opgenomen. Dit is vooral van toepassing op opties als langzamer rijden, verlaging gebruiksintensiteit apparaten, etc.

In 2020 liggen de kosten in beide varianten vanuit een nationale optiek bekeken tussen de f 5 en f 7 miljard gulden per jaar. Voor de marktvariant zijn de onzekerheden ten aanzien van kosten wat groter door het grotere aandeel backstop-technieken. Vanuit de eindverbruikers bezien liggen de kosten tussen de f 7 à f 9 miljard gulden per jaar. De verdeling van de kosten verschilt wel sterk tussen beide varianten. In de sturingsvariant zijn de eindverbruikers f 1 à f 2 miljard duurder uit, maar dienen de CO₂-reducties in het aanbod hoofdzakelijk te worden gefinancierd vanuit de overheid. In de marktvariant betalen de eindverbruikers duidelijke meer voor energie als gevolg van de verhoogde heffingen (in totaal zo'n 14 miljard), maar hieruit worden tevens, zonder overheidsbijdrage uit belastingmiddelen maatregelen bij het aanbod gefinancierd. In onderstaande figuur is dit weergegeven. Indien een sector boven de x-as ligt wordt deze geconfronteerd met netto kosten, indien dit beneden de x-as ligt zijn er netto opbrengsten.



Figuur 8.3 Verdeling kosten en opbrengsten in beide varianten

Bij de hier gekozen uitgangspunten genereert het systeem van reductiecertificaten voor de aanbodsector een winst van enkele miljarden per jaar. Bij de macro-economische doorrekening door het CPB is door een variant van het certificaten-sys-

teem deze winst beperkt. Overigens is in de sturingsvariant verondersteld, dat de subsidies in de aanbodsector zodanig zijn, dat hiermee exact de onrendabele top kan worden gefinancierd en dat er geen free-ridereffecten optreden. Het is de vraag in hoeverre dit voldoende stimulans voor de betrokken partijen is om de beschreven maatregelen te treffen.

Het systeem van verhandelbare reductiecertificaten is een nieuw concept. In deze studie is een eerste aanzet gegeven tot de toepassing van dit systeem. Er zijn echter nog vele facetten die nader onderzoek behoeven (zie ook hoofdstuk 7). In de huidige vorm mag worden verwacht dat er zich een markt zal ontwikkelen voor reductiecertificaten; zowel de bedrijven als de distributiebedrijven hebben een incentive om te gaan handelen. Bovendien is er een prikkel om goedkopere reductiemaatregelen te ontwikkelen en te implementeren, zodat dit instrument de technologische ontwikkeling stimuleert. Een nadeel is echter wel dat de overheid per project vast moet stellen hoeveel certificaten er worden gecreëerd. De bedrijven moeten de kosten dragen voor het 'certificeren' van emissiereducties, hierdoor nemen de transactiekosten toe hetgeen de handel zal belemmeren. Het is de bedoeling dat een deel van de REB-opbrengst wordt afgedragen aan de overheid. In de berekeningen is ervan uitgegaan dat dit middels een lumpsum gaat, realistischer is dat de distributiebedrijven slechts een gedeeltelijke reductie van de REB krijgen voor elk certificaat dat ze aankopen. Dit betekent dat de maximumprijs voor de certificaten niet hoger is dan het deel van de REB dat niet hoeft te worden afgedragen.

Op basis van de kosten valt er geen duidelijke voorkeur uit te spreken voor één van beide varianten. Het is meer de keuze in hoeverre de overheid sturend wil optreden bij vergaande CO₂-reductie, dan wel het aan de markt wil overlaten. Bij de berekeningen is overigens slechts beperkt rekening gehouden met de stimulans voor technologieontwikkeling die ontstaat bij een dergelijk CO₂-reductiebeleid. Het gaat hierbij zowel om het goedkoper/efficiënter worden van bestaande technologie alsmede het beschikbaar komen van nieuwe (nu nog niet bekende) technologie. Ook hier is het onderscheid tussen de varianten van belang. In de sturingsvariant zal innovatie meer worden gestimuleerd door het stellen van strenge normen, in de marktvariant meer door financiële prikkels. Voor alle maatregelen geldt echter, dat onderzocht zal moeten worden in hoeverre zij passen binnen de bestaande Europese regelgeving, dan wel dat kleine/grote aanpassingen nodig zijn.

Bovenop de algemene conclusies zijn er nog enkele opvallende zaken, die naar voren komen bij nadere analyse van de resultaten.

Allereerst valt op dat de aantrekkelijkheid van opties gedeeltelijk afhangt van de gewenste mate van CO₂-reductie. Warmte/kracht is hiervan het duidelijkste voorbeeld. Bij gematigd CO₂-reductiebeleid is dit een zeer aantrekkelijke optie, terwijl het bij verhoogd reductiebeleid alleen in aanmerking komt in combinatie met CO₂-afvang, dan wel levering van waterstof. De kosteneffectiviteit en hiermee samenhangende keuze van warmte/kracht-installaties (kleinschalig/grootschalig) wordt hier zeker door beïnvloed.

Een ander punt van aandacht is de heffingshoogte van elektriciteit. Deze is momenteel gerelateerd aan de CO₂-emissie van elektriciteit. In de varianten is bij verdubbeling

dan wel verviervoudiging uitgegaan van de huidige heffingshoogte. Als deze in de varianten echter gerelateerd zou blijven aan de CO₂-emissie van de elektriciteitsopwekking zou de heffing bijvoorbeeld in de marktvariant in plaats van de nu veronderstelde 11,8 cent/kWh nog slechts 2,2 cent/kWh bedragen.

Ten slotte is in beide varianten de grote afhankelijkheid van gas opvallend. In het referentiescenario was deze trend al duidelijk zichtbaar, in de varianten is deze door het eerder sluiten van de bestaande kolencentrales nog versterkt. Het is echter denkbaar dat in sommige gevallen gekozen wordt voor KV-STEG i.p.v. STEG onder druk van de diversificatie, maar ook onder druk van prijsontwikkelingen op de internationale energiemarkten in het geval van stringenter CO₂-beleid,. Daar dit bij de prijsscenario's in GC vanuit kosten oogpunt niet aantrekkelijk was, is hier in deze varianten niet voor gekozen.

BIJLAGE 1 UITGANGSPUNTEN KOSTENEFFECTIVITEITBEREKENING

Lijst van tabellen

- Tabel 1 *Algemene uitgangspunten kostenberekening*
Tabel 2 *Energieprijzen eindverbruikers 2020*
Tabel 3a *Energievraag en emissies in de scenario's 2010*
Tabel 3b *Energievraag en emissies in de scenario's 2020*
Tabel 4a *Kostenresultaten scenario's SAVE 2010*
Tabel 4b *Kostenresultaten scenario's SAVE 2020*
Tabel 5a *Jaarlijkse uitgaven aan energie GC-referentie, gezien vanuit de eindverbruiker, 2010*
Tabel 5b *Jaarlijkse uitgaven aan energie GC-referentie, gezien vanuit de eindverbruiker, 2020*
Tabel 6a *Jaarlijkse uitgaven aan energie GC-referentie, nationale kosten, 2010*
Tabel 6b *Jaarlijkse uitgaven aan energie GC-referentie, nationale kosten, 2020*
Tabel 7a *Kostengegevens aanbod 2010*
Tabel 7b *Kostengegevens aanbod 2020*
Tabel 8a *Opwekkingskosten en totale kosten 2010*
Tabel 8b *Opwekkingskosten en totale kosten 2020*
Tabel 9a *Elektriciteitspark GC 2010*
Tabel 9b *Elektriciteitspark GC 2020*

Tabel 1 *Algemene uitgangspunten kostenberekening*

| Algemene input | Bedrijfseconomisch | | Nationaal | |
|----------------------|--------------------|------------|-----------|------------|
| | Rente | Levensduur | Rente | Levensduur |
| Huishoudens | 0,08 | 20 | 0,05 | 20 |
| Diensten en overheid | 0,15 | 20 | 0,05 | 20 |
| Industrie | 0,15 | 20 | 0,05 | 20 |
| Land/tuinbouw | 0,08 | 20 | 0,05 | 20 |
| Transport, personen | 0,08 | 12 | 0,05 | 12 |
| Transport, vracht | 0,15 | 12 | 0,05 | 12 |

Tabel 2 *Energieprijzen eindverbruikers 2020*

| | Aardgas [cent/m ³] | | | | Elektriciteit [cent/kWh] | | | |
|----------------------|--|------------------|---------|-------|--|------------|---------|-------|
| | Gedeelte v/d vraag waarover heffing wordt betaald | | | | Gedeelte v/d vraag waarover heffing wordt betaald | | | |
| | Kale prijs | Referentie | Sturing | Markt | Kale prijs | Referentie | Sturing | Markt |
| Heffing | | 9,6 | 19 | 38 | | 2,95 | 5,9 | 11,8 |
| Huishoudens | 53,5 | 0,5 | 1 | 1 | 19 | 0,85 | 1 | 1 |
| Diensten/overheid | 53,5 | 0,75 | 1 | 1 | 17,5 | 0,75 | 1 | 1 |
| Industrie | 29 | 0,05 | 0,1 | 0,1 | 14 | 0,15 | 0,2 | 0,2 |
| Land/tuinbouw | 33 | 0 | 0 | 0 | 18 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| Prijs Benzine/Diesel | f/GJ | Accijnzen [f/GJ] | | | | | | |
| Transport, personen | 22,3 | 29,4 | 29,4 | 35,9 | | | | |
| Transport, vracht | 17,5 | 20,2 | 20,2 | 24,9 | | | | |

In het geval van de nationale kostenbenadering wordt niet gerekend met de prijzen voor eindverbruikers, maar voor aardgas met de D-schijf (26 cent/m³) en voor elektriciteit met gemiddelde productiekosten (circa 9 ct/kWh). In 2010 ligt de prijs voor aardgas voor huishoudens/diensten/overheid circa 8 cent lager, voor de andere sectoren circa 4 cent.

Tabel 3a *Energievraag en emissies in de scenario's 2010*

| | Referentie | | | Sturingsvariant | | | Marktvariant | | |
|-----------------|------------|-----------|------------------------|-----------------|-----------|------------------------|--------------|-----------|------------------------|
| | Gas [PJ] | Elek [PJ] | CO ₂ [Mton] | Gas [PJ] | Elek [PJ] | CO ₂ [Mton] | Gas [PJ] | Elek [PJ] | CO ₂ [Mton] |
| Huishoudens | 383 | 117 | 33 | 325 | 94 | 28 | 351 | 94 | 29 |
| Dienst/overheid | 217 | 99 | 22 | 182 | 95 | 20 | 171 | 99 | 19 |
| Industrie | 1121 | 187 | 82 | 988 | 179 | 73 | 998 | 182 | 74 |
| Land/tuinbouw | 206 | 15 | 13 | 168 | 15 | 11 | 197 | 13 | 12 |
| Transport | 488 | 6 | 36 | 450 | 6 | 33 | 484 | 6 | 36 |

Tabel 3b *Energievraag en emissies in de scenario's 2020*

| 2020 | Referentie | | | Sturingsvariant | | | Marktvariant | | |
|-----------------|------------|-----------|------------------------|-----------------|-----------|------------------------|--------------|-----------|------------------------|
| | Gas [PJ] | Elek [PJ] | CO ₂ [Mton] | Gas [PJ] | Elek [PJ] | CO ₂ [Mton] | Gas [PJ] | Elek [PJ] | CO ₂ [Mton] |
| Huishoudens | 372 | 170 | 36 | 265 | 122 | 26 | 333 | 119 | 29 |
| Dienst/overheid | 272 | 152 | 29 | 214 | 146 | 25 | 202 | 153 | 25 |
| Industrie | 1220 | 212 | 87 | 996 | 200 | 73 | 1020 | 208 | 76 |
| Land/tuinbouw | 232 | 18 | 15 | 199 | 18 | 13 | 166 | 17 | 10 |
| Transport | 553 | 6 | 41 | 465 | 6 | 34 | 543 | 6 | 40 |

Tabel 4a *Kostenresultaten scenario's SAVE 2010 [mln f/jaar]*

| | Referentie | | | Sturingsvariant | | | Marktvariant | | |
|-----------------|------------|-------|------|-----------------|-------|-----|--------------|-------|------|
| | Inv. | Subs. | Ov. | Inv. | Subs. | Ov. | Inv. | Subs. | Ov. |
| Huishoudens | 1305 | 6 | | 3105 | 218 | | 2032 | 42 | |
| Dienst/overheid | 964 | 99 | | 1482 | 281 | | 1500 | 155 | |
| Industrie | 229 | | -298 | 690 | 451 | 885 | 812 | 42 | -774 |
| Land/tuinbouw | 155 | | 84 | 174 | 18 | 111 | 167 | | 104 |
| Transport | | | | 254 | | | 77 | | |

Tabel 4b *Kostenresultaten scenario's SAVE 2020 [mln f/jaar]*

| | Referentie | | | Sturingsvariant | | | Marktvariant | | |
|-----------------|------------|-------|------|-----------------|-------|-----|--------------|-------|-------|
| | Inv. | Subs. | Ov. | Inv. | Subs. | Ov. | Inv. | Subs. | Ov. |
| Huishoudens | 1465 | 22 | | 3686 | 295 | | 2032 | 42 | |
| Dienst/overheid | 1089 | 113 | | 1715 | 308 | | 1657 | 172 | |
| Industrie | 230 | | -604 | 810 | 525 | 656 | 889 | 81 | -1366 |
| Land/tuinbouw | 136 | | 130 | 162 | 22 | 141 | 148 | | 138 |
| Transport | | | | 761 | | | 77 | | |

Tabel 5a *Jaarlijkse uitgaven aan energie GC-referentie, gezien vanuit de eindverbruiker, 2010 [mld f/jaar]*

| | Gas | Elek | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal | wv. heffing |
|-----------------|------|------|------------|------------|--------|-------------|
| Huishoudens | 6,1 | 7,0 | 2,6 | 0,0 | 15,7 | 1,4 |
| Dienst/overheid | 3,6 | 5,4 | 2,8 | 0,0 | 11,8 | 1,1 |
| Industrie | 9,2 | 7,5 | 0,7 | -0,3 | 17,1 | 0,4 |
| Land/tuinbouw | 1,9 | 0,8 | 0,3 | 0,1 | 3,2 | 0,1 |
| Transport | 21,8 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 22,1 | 12,1 |
| Totaal | 42,7 | 21,0 | 6,5 | -0,2 | 69,9 | 15,1 |

Tabel 5b *Jaarlijkse uitgaven aan energie GC-referentie, gezien vanuit de eindverbruiker, 2020 [mld f/jaar]*

| | Gas | Elek | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal | wv. heffing |
|-----------------|------|------|------------|------------|--------|-------------|
| Huishoudens | 6,9 | 10,2 | 2,9 | 0,0 | 19,9 | 1,7 |
| Dienst/overheid | 5,2 | 8,4 | 3,1 | 0,0 | 16,7 | 1,6 |
| Industrie | 11,4 | 8,6 | 0,7 | -0,6 | 20,1 | 0,4 |
| Land/tuinbouw | 2,4 | 1,0 | 0,3 | 0,1 | 3,8 | 0,1 |
| Transport | 24,5 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 24,8 | 13,6 |
| Totaal | 50,4 | 28,4 | 7,1 | -0,5 | 85,4 | 17,5 |

Tabel 6a *Jaarlijkse uitgaven aan energie GC-referentie, nationale kosten, 2010 [mld f/jaar]*

| | Gas | Elek | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal |
|-----------------|------|------|------------|------------|--------|
| Huishoudens | 2,8 | 2,9 | 2,1 | 0,0 | 7,8 |
| Dienst/overheid | 1,6 | 2,5 | 1,5 | 0,0 | 5,6 |
| Industrie | 8,1 | 4,7 | 0,4 | -0,3 | 12,9 |
| Land/tuinbouw | 1,5 | 0,4 | 0,2 | 0,0 | 2,2 |
| Transport | 9,7 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 9,9 |
| Totaal | 23,7 | 10,6 | 4,3 | -0,2 | 38,3 |

Tabel 6b *Jaarlijkse uitgaven aan energie GC-referentie, nationale kosten, 2020*
[mld f/jaar]

| | Gas | Elek | Inv.kosten | Ov. kosten | Totaal |
|-----------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| Huishoudens | 3,1 | 4,3 | 2,4 | 0 | 9,7 |
| Dienst/overheid | 2,3 | 3,8 | 1,7 | 0 | 7,8 |
| Industrie | 10,2 | 5,4 | 0,4 | -0,6 | 15,3 |
| Land/tuinbouw | 1,5 | 0,5 | 0,2 | 0,1 | 2,7 |
| Transport | 10,9 | 0,1 | 0 | 0 | 11,1 |
| <i>Totaal</i> | <i>28,0</i> | <i>14,0</i> | <i>4,7</i> | <i>-0,5</i> | <i>46,7</i> |

Tabel 7a *Kostengegevens aanbod 2010*

| | Opgesteld vermogen [MW _e] | | | Investering f/kW _e | Totale investeringen [mld f] | | |
|--------------------------------|---------------------------------------|--------------|--------------|----------------------------------|------------------------------|-------------|-------------|
| | referentie | sturing | markt | | referentie | sturing | markt |
| Wind-land | 1350 | 1850 | 2000 | 2100 | 2,8 | 3,9 | 4,2 |
| Wind-zee | 0 | 940 | 1090 | 4500 | 0 | 4,2 | 4,9 |
| Zon | 200 | 200 | 230 | 3400 | 0,7 | 0,7 | 0,8 |
| Kolen | 3960 | 250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0 |
| Kolen->gas | 0 | 1000 | 1200 | 0 | 0 | 0 | 0,0 |
| Retrofit CO ₂ kolen | 0 | 1200 | 1200 | 2100 | 0 | 2,5 | 2,5 |
| Eems | 1675 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0 |
| Retrofit CO ₂ gas | 0 | 1675 | 1675 | 1125 | 0 | 1,9 | 1,9 |
| STEG | 1200 | 1200 | 1200 | 1400 | 1,7 | 1,7 | 1,7 |
| SV | 5250 | 4000 | 4500 | 1700 | 8,9 | 6,8 | 7,7 |
| W/K | 10000 | 9000 | 9500 | 1800 | 18,0 | 16,2 | 17,1 |
| Overig | 4000 | 4000 | 4000 | 1500 | 6,0 | 6,0 | 6,0 |
| KV-STEG CO ₂ | 0 | 0 | 0 | 4000 | 0 | 0 | 0,0 |
| STEG-CO ₂ | 0 | 0 | 600 | 2300 | 0 | 0 | 1,4 |
| SV-CO ₂ | 0 | 1250 | 0 | 2600 | 0 | 3,3 | 0,0 |
| W/K-CO ₂ | 0 | 0 | 0 | 3300 | 0 | 0 | 0,0 |
| Import | 0 | 0 | 0 | 5000 | 0 | 0 | 0 |
| <i>Totaal</i> | <i>27635</i> | <i>26559</i> | <i>27195</i> | | <i>38,1</i> | <i>44,6</i> | <i>48,1</i> |

Tabel 7b *Kostengegevens aanbod 2020*

| | Opgesteld vermogen [MW _e] | | | Investering f/kW _e | Totale investeringen [mld f] | | |
|--------------------------------|---------------------------------------|--------------|--------------|----------------------------------|------------------------------|-------------|-------------|
| | referentie | sturing | markt | | referentie | sturing | markt |
| Wind-land | 2600 | 3200 | 3225 | 1700 | 4,4 | 5,4 | 5,5 |
| Wind-zee | 500 | 1600 | 1850 | 4000 | 2,0 | 6,4 | 7,4 |
| Zon | 500 | 730 | 860 | 3000 | 1,1 | 1,5 | 2,6 |
| Kolen | 1230 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Kolen->gas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Retrofit CO ₂ kolen | 0 | 1000 | 1000 | 2100 | 0,0 | 2,1 | 2,1 |
| Eems | 1675 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| Retrofit CO ₂ gas | 0 | 1675 | 1675 | 1125 | 0,0 | 1,9 | 1,9 |
| STEG | 7200 | 1200 | 1200 | 1400 | 10,1 | 1,7 | 1,7 |
| SV | 7200 | 4000 | 2400 | 1700 | 12,1 | 6,8 | 4,1 |
| W/K | 12500 | 6700 | 6400 | 1800 | 22,5 | 12,1 | 11,5 |
| Overig | 4000 | 4000 | 4000 | 1500 | 0,0 | 0,0 | 6,0 |
| KV-STEG CO ₂ | 0 | 0 | 0 | 4000 | 0,0 | 0,0 | 0 |
| STEG-CO ₂ | 0 | 4800 | 4800 | 2300 | 0,0 | 7,5 | 11,0 |
| SV-CO ₂ | 0 | 3250 | 3250 | 2600 | 0,0 | 12,5 | 7,9 |
| W/K-CO ₂ | 0 | 3100 | 3240 | 3300 | 0,0 | 10,2 | 11,3 |
| Import | 0 | 0 | 1000 | 5000 | 0,0 | 0,0 | 5,0 |
| <i>Totaal</i> | <i>37400</i> | <i>35300</i> | <i>34500</i> | | <i>58,4</i> | <i>74,9</i> | <i>77,3</i> |

Tabel 8a *Opwekkingskosten en totale kosten 2010*

| | Opwekkingskosten [ct/kWh] | | Eindgebruikerskosten [mld/f] | | | Nationale kosten [mld/f] | | |
|--------------------------------|------------------------------|------|---------------------------------|-------------|-------------|-----------------------------|------------|------------|
| | ev | nat | ref. | sturing | markt | ref. | sturing | markt |
| | | | | | | | | |
| Wind-land | 12,8 ¹¹ | 10,4 | 0,3 | 0,4 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 |
| Wind-zee | 23,6 ⁶ | 13,3 | 0,0 | 0,6 | 0,4 | 0 | 0,3 | 0,4 |
| Zon | 49,6 ⁶ | 24,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| Kolen | 5,7 | 5,7 | 1,1 | 0 | 0 | 1,1 | 0 | 0 |
| Kolen->gas | 7,0 | 7,0 | 0 | 0,4 | 0,3 | 0 | 0,4 | 0,3 |
| Retrofit CO ₂ kolen | 12,9 | 9,8 | 0 | 0,8 | 0,8 | 0 | 0,6 | 0,6 |
| Eems | 5,3 | 5,3 | 0,7 | 0 | 0 | 0,5 | 0 | 0 |
| Retrofit CO ₂ gas | 8,9 | 7,3 | 0 | 0,8 | 0,8 | 0 | 0,6 | 0,7 |
| STEG | 9,4 | 7,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| SV | 10,2 | 7,4 | 2,8 | 2,1 | 1,9 | 2,0 | 1,5 | 1,3 |
| W/K | 10,3 | 7,5 | 5,7 | 5,2 | 5,4 | 4,1 | 3,8 | 3,9 |
| Overig | 10,9 | 5,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| KV-STEG CO ₂ | 18,1 | 12,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| STEG-CO ₂ | 13,0 | 9,4 | 0 | 0 | 0,4 | 0 | 0 | 0,3 |
| SV-CO ₂ | 14,0 | 9,8 | 0 | 0,9 | 0 | 0 | 0,6 | 0 |
| W/K-CO ₂ | 15,8 | 10,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Import | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>Totaal</i> | | | <i>10,9</i> | <i>11,4</i> | <i>10,6</i> | <i>8,2</i> | <i>8,4</i> | <i>8,1</i> |
| Cent/kWh | | | 9,4 | 10,8 | 10,3 | 7,1 | 8,0 | 7,9 |

¹¹ Weergegeven zijn de kosten zonder verhoging van de REB, dus eenmalige REB.

Tabel 8b *Opwekkingskosten en totale kosten 2020*

| | Opwekkings-kosten | | Eindverbruikerskosten | | | Nationale kosten | | |
|--------------------------------|--------------------|------|-----------------------|-------------|-------------|------------------|-------------|-------------|
| | [ct/kWh] | | [mld/f] | | | [mld/f] | | |
| | ev | nat | ref. | sturing | markt | ref. | sturing | markt |
| Wind-land | 12,0 ¹² | 8,4 | 0,4 | 0,5 | 0,2 | 0,4 | 0,5 | 0,5 |
| Wind-zee | 23,6 | 13,3 | 0,2 | 0,9 | 0,6 | 0,1 | 0,6 | 0,6 |
| Zon | 29,5 | 14,9 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,2 |
| Kolen | 5,7 | 5,7 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,0 | 0,0 |
| Kolen->gas | 8,0 | 8,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Retrofit CO ₂ kolen | 12,9 | 9,8 | 0,0 | 0,8 | 0,6 | 0,0 | 0,6 | 0,4 |
| Eems | 6,1 | 6,1 | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 0,0 |
| Retrofit CO ₂ gas | 9,8 | 8,5 | 0,0 | 0,9 | 0,9 | 0,0 | 0,7 | 0,7 |
| STEG | 11,2 | 8,5 | 3,1 | 0,2 | 0,2 | 2,4 | 0,2 | 0,2 |
| SV | 10,9 | 8,0 | 4,0 | 2,2 | 1,9 | 2,9 | 1,6 | 1,4 |
| Warmte/kracht | 10,9 | 8,0 | 7,4 | 3,9 | 3,6 | 5,5 | 2,9 | 2,7 |
| Overig | | | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| KV-STEG CO ₂ | 18,1 | 12,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| STEG- CO ₂ | 13,8 | 10,2 | 0,0 | 3,5 | 3,5 | 0,0 | 2,6 | 2,6 |
| SV- CO ₂ | 14,7 | 10,6 | 0,0 | 2,4 | 2,4 | 0,0 | 1,7 | 1,7 |
| W/K- CO ₂ | 16,6 | 11,6 | 0,0 | 3,0 | 3,1 | 0,0 | 2,1 | 2,1 |
| Import | 16,5 | 9,6 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,7 |
| <i>Totaal</i> | | | <i>16,5</i> | <i>18,4</i> | <i>17,2</i> | <i>12,5</i> | <i>13,5</i> | <i>13,2</i> |
| Cent/kWh | | | 10,3 | 12,8 | 11,8 | 7,8 | 9,4 | 9,0 |

Tabel 9a *Elektriciteitspark GC 2010*

| | Elektriciteit | Warmte | Fossiele brandstof | CO ₂ | Relatieve CO ₂ -emissie |
|---------------|--------------------|--------|--------------------|-----------------|------------------------------------|
| | [PJ _e] | [PJ] | [PJ] | [Mton] | [Mton/PJ _e] |
| Wind-land | 8 | | | 0 | 0 |
| Wind-zee | 0 | | | 0 | 0 |
| Zon | 1 | | | 0 | 0 |
| Poederkool | 67 | | 164 | 15,6 | 0,235 |
| Eemscentrales | 34 | | 63 | 3,5 | 0,106 |
| STEG | 8 | | 15 | 0,8 | 0,102 |
| SV | 100 | 49 | 195 | 7,9 | 0,082 |
| Overig | 30 | | | 2,0 | 0,066 |
| Warmte/Kracht | 200 | 307 | 605 | 14,8 | 0,074 |
| <i>Totaal</i> | <i>448</i> | | | <i>44,7</i> | <i>0,099</i> |

¹²Weergegeven zijn de kosten zonder verhoging van de REB, dus eenmalige REB.

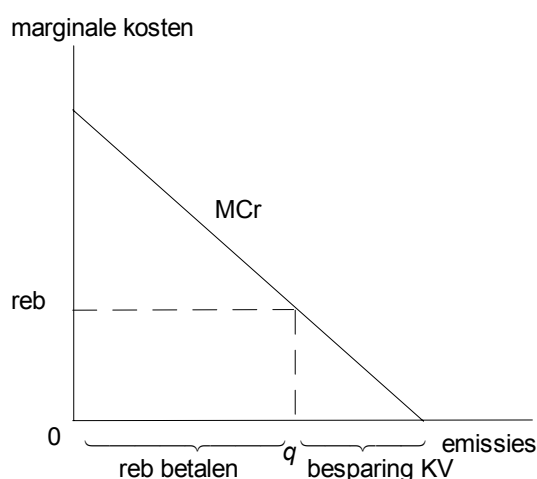
Tabel 9b *Elektriciteitspark GC 2020*

| | Elektriciteit [PJ _e] | Warmte [PJ] | Fossiele brandstof [PJ] | CO ₂ [Mton] | Relatieve CO ₂ -emissie [Mton/PJ _e] |
|---------------|-------------------------------------|----------------|-------------------------------|---------------------------|--|
| Wind-land | 16 | | | 0 | 0 |
| Wind-zee | 3 | | | 0 | 0 |
| Zon | 2 | | | 0 | 0 |
| Poederkool | 30 | | 75 | 7,0 | 0,235 |
| Eemscentrales | 37 | | 70 | 3,9 | 0,106 |
| STEG | 111 | | 202 | 11,3 | 0,102 |
| SV | 132 | 60 | 260 | 11 | 0,082 |
| Overig | 30 | | | 2 | 0,066 |
| Warmte/Kracht | 243 | 356 | 715 | 18 | 0,074 |
| <i>Totaal</i> | <i>604</i> | | | <i>53,0</i> | <i>0,087</i> |

BIJLAGE 2 PRIJSVORMING CERTIFICATEN

Deze bijlage bevat een nadere theoretische analyse van de prijsvorming van de reductiecertificaten. Hierbij wordt zowel ingegaan op de tot stand koming van een markt-evenwicht alsmede op de prijs die bij dit evenwicht hoort. Voor de eenvoud wordt aangenomen dat de kleinverbruikers geen belastingvrije voet hebben. Dit heeft geen consequenties voor de essentie van het betoog, het enige verschil is dat de vraag van de kleinverbruikers zoveel kleiner zal zijn als de totale hoeveelheid die is vrijgesteld. Voor de eenvoud wordt er eveneens van afgezien om de verschillen in de REB per ton CO₂ voor de verschillende brandstoffen en elektriciteit mee te nemen.

De vraag van de kleinverbruikers wordt getoond in grafiek 1. MCr is de marginale kosten curve voor emissiereducties voor de kleinverbruikers. Bij q zijn de marginale kosten van emissiereductie gelijk aan de REB, daarom zullen de kleinverbruikers in deze sector hun emissies niet verder verlagen dan tot q . De vraag naar reductiecertificaten is maximaal q , de resterende emissies waarover de REB moet worden betaald.



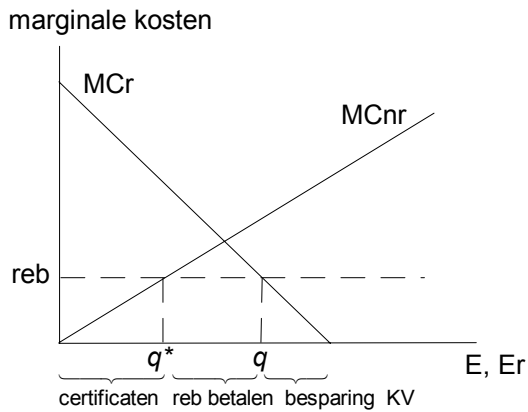
Grafiek 1 *Vraag naar reductiecertificaten eindverbruikers*

De uiteindelijke evenwichtsprijs voor reductiecertificaten zal mede afhangen van het aanbod van reductie opties. Dit aanbod is gelijk aan de emissies die in de doelgroepen waarvoor de REB niet geldt (de grootverbruikers) kunnen worden gereduceerd voor minder dan de maximum prijs.

Case A

Is dit aanbod kleiner dan de vraag, dan is de evenwichtsprijs van de reductiecertificaten gelijk aan de maximum prijs, f 216/ton CO₂. Deze situatie is weergegeven in grafiek 2. MCr geeft wederom de marginale kostencurve voor de kleinverbruikers, q is wederom de vraag naar reductiecertificaten. MCnr is de marginale kostencurve voor de grootverbruikers, de x-as geeft de emissiereducties weer voor deze groep. Het aanbod van reductiecertificaten is gelijk aan de emissie reductie die kan worden gerealiseerd voor marginale kosten lager dan de REB. In deze situatie is dit gelijk aan q^* . Het

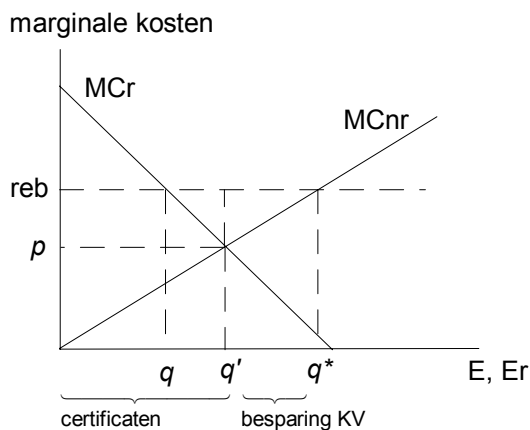
aanbod is kleiner dan de vraag q , de kleinverbruikers zullen dus slechts voor een deel reductiecertificaten van hun REB kunnen aftrekken, namelijk q^* .



Grafiek 2 Waarde certificaten als vraag > aanbod

Case B

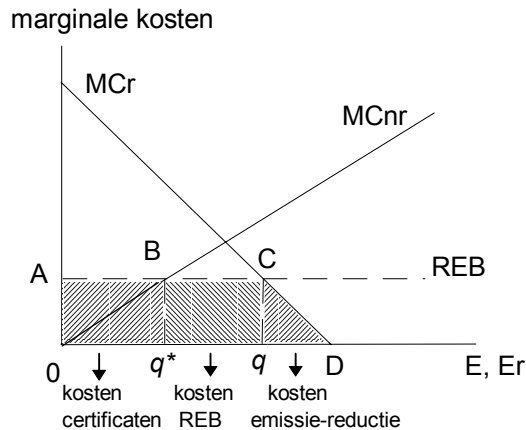
De andere mogelijkheid is dat het aanbod de vraag overtreft. In dat geval zal de evenwichtsprijs lager uitvallen, bovendien wordt er in deze situatie geen REB afgedragen omdat de REB door alle actoren volledig kan worden vermeden door reductiecertificaten in te leveren. Deze situatie is weergegeven in grafiek 3. Het aanbod, q^* , overtreft de vraag q . Het is voor de kleinverbruikers aantrekkelijker om reductiecertificaten te kopen dan de eigen emissies te reduceren zolang de kosten van emissiereductie van de grootverbruikers lager zijn dan hun eigen kosten. In het evenwicht reduceren de grootverbruikers hun emissies tot q' , de kleinverbruikers emitteren q' . De kleinverbruikers kunnen hun totale REB afdracht over hun emissies compenseren door de reductiecertificaten af te dragen die ze hebben verworven door bij de grootverbruikers voor q' aan emissiereductie te financieren. De evenwichtsprijs voor de reductiecertificaten is p , deze prijs ligt onder de REB.



Grafiek 3 Waarde certificaten als vraag < aanbod

De twee verschillende situaties die hierboven geschetst zijn hebben verschillende consequenties voor de lasten die de kleinverbruikers dragen. In case A, waar het aanbod van reductiecertificaten kleiner is dan de vraag, veranderen de lasten van de kleinverbruikers niet ten opzichte van de situatie waarin ze volledig de REB afdragen na het

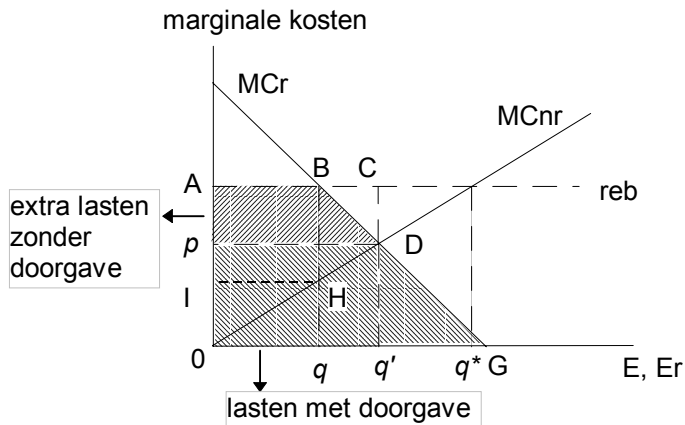
zelf nemen van rendabele maatregelen. Dit wordt geïllustreerd in grafiek 2a. Voor de emissies to q^* dragen de kleinverbruikers reductiecertificaten af, die ze gekocht hebben voor de evenwichtsprijs die gelijk is aan de REB, van q^* to q betalen ze de REB. Daarbij komen de kosten voor emissiereductie van D naar q , CDq . De gearceerde vlakken geven de totale lasten voor de kleinverbruikers. De grootverbruikers reduceren hun emissies van 0 naar q^* , tegen de kosten $0Bq^*$. Hiervoor ontvangen ze $0ABq^*$. De grootverbruikers verdienen $0AB$.



Grafiek 2a Lastenverdeling bij vraag > aanbod

In case B is het aanbod groter dan de vraag. De consequenties voor de lastenverdeling hangen nu mede af van de vraag of de distributiebedrijven de lastenverlichting doorgeven aan de grootverbruikers. Grafiek 3a geeft beide situaties weer. Aannemende dat de lastenverdeling wordt doorgegeven reduceren de kleinverbruikers hun emissies to q' . In plaats van de REB af te dragen compenseren ze deze met reductiecertificaten die ze voor p hebben gekocht, voor $pDq'0$. Daarbij komen de reductiekosten DGq' . Zonder de reductiecertificaten zouden de lasten gelijk zijn aan $ABG0$. Oftewel, de lastenverlichting voor de kleinverbruikers is gelijk aan $ABDp$. De grootverbruikers verdienen $pD0$.

Indien de distributiebedrijven de lastenverlichting niet doorgeven aan de consumenten verandert de situatie. De kleinverbruikers blijven de REB betalen aan de distributiebedrijven, dus zij reduceren hun emissies to q . Hun totale lasten zijn gelijk aan $ABG0$, hetzelfde als in de situatie zonder reductiecertificaten. Ze zijn dus duurder uit dan in de situatie waarin de lastenverlichting wel wordt doorgegeven door de distributiebedrijven. De distributiebedrijven kopen voor q reductiecertificaten bij de grootverbruikers. Hiervoor betalen ze $IHQ0$, ze dragen de reductiecertificaten af in plaats van de REB zodat ze $ABHI$ verdienen. De grootverbruikers verdienen IHQ , minder dan $pD0$ in de situatie met doorgave van de lastenverlichting. Bovendien vallen de totale kosten van emissiereducties in de economie hoger uit omdat de kleinverbruikers tegen hogere marginale kosten hun emissies reduceren dan de grootverbruikers.



Grafiek 3a Lastenverdeling bij vraag < aanbod

Ongeacht welke situatie zich voordoet blijft het feit dat de kleinverbruikers die de REB moeten betalen de kosten dragen van reductiemaatregelen in de andere sectoren zoals de industrie.

Het aanbod van reductiecertificaten, de aanbodcurve $MCnr$ in de grafieken, wordt mede beïnvloed door andere maatregelen die in de overheidsvariant worden genomen, zie hieronder in de paragraaf 'consequenties van ander beleid'.

REFERENTIES

- [1] J.R. Ybema et al: *Prospects of energy technologies in the Netherlands, Volume 1*. Petten, Energieonderzoek Centrum Nederland, ECN-C--95-002, 1995.
- [1] IWACO B.V., *CO₂-verwijdering: milieu aspecten*. Rapport 332.7190, Den Bosch, 1994
- [2] M. van Brummelen et al: *Lange-termijn opties voor emissie-reductie van broeikasgassen*. Ecofys, M706.3, 1996.
- [3] Ministerie van Economische Zaken: *Energie en CO₂ in Nederland op de lange termijn - een verkenning van opties*. Rapport van de werkgroep PIELOOT, 1992
- [4] M. van Brummelen, K. Blok: *Achtergonden bij de klimaatverkenningen*. Ecofys M711.1, Utrecht, 1997.
- [5] J.R. Ybema et al: *Prospects of energy technologies in the Netherlands, Volume 1*. Petten, Energieonderzoek Centrum Nederland, ECN-C--95-002, 1995.
- [6] O. van Hilten, P. Kroon, M. Beeldman: *Energieaanbod en CO₂-reductie in 2010/2015*. Petten, Energieonderzoek Centrum Nederland, ECN-C--94-023, 1994.
- [7] *Nationale Milieuverkenning 1997-2020*, Rijksinstituut voor volksgezondheid en milieu, ISBN 90-422-0136-3, Bilthoven, 1997.
- [8] *Kosten en baten in het milieubeleid*, Publicatierreeks milieustrategie, VROM, 1998.
- [9] *Nationale energieverkenningen 1995-2020*. Petten, Energieonderzoek Centrum Nederland, ECN-C--97-081, 1998.
- [10] P. Lako, D.J. Gielen: *European Biomass Scenarios and the need for import of biomass*. Petten, Energieonderzoek Centrum Nederland, ECN-R--97-009, 1997.
- [11] *Informatiesysteem Nationale Energieverkenningen*. Petten, Energieonderzoek Centrum Nederland, 1998 (http://www.ecn.nl/unit_bs/nev/pdb/index.html).