

Nationale Energie Verkenningen **1995-2020**

Trends en thema's

Voorwoord

In dit rapport zijn bijdragen van vele medewerkers van de unit ECN-Beleidsstudies samengebracht. De verschillende hoofdstukken zijn geschreven door de volgende auteurs:

- Hoofdstuk 2 : P. Kroon
- Hoofdstuk 3 : M. Beeldman, P. Kroon en I.C. Kok
- Hoofdstuk 4 : P.G.M. Boonekamp en H. Jeeninga
- Hoofdstuk 5 : P.G.M. Boonekamp en J.R. Ybema
- Hoofdstuk 6 : J.R. Ybema
- Hoofdstuk 7 : P.G.M. Boonekamp
- Hoofdstuk 8 : R.F.T. Aalbers en P.R. Koutstaal
- Hoofdstuk 9 : T.J. de Lange en O. van Hilten
- Hoofdstuk 10 : A.W.N. van Dril
- Hoofdstuk 11 : M. Beeldman en M. Menkveld

De projectleiding was in handen van P. Kroon, de eindredactie is uitgevoerd door O. van Hilten. Het project is bij ECN geregistreerd onder projectnummer 77052 en voor bibliografische doeleinden heeft het rapport nummer ECN-C--97-081 meegekregen.

Abstract

This report contains the description of three energy scenario's for the Netherlands for the period 1995-2020. These scenario's are based on the long term economic scenario's of the Dutch Central Planning Bureau. Several policy variants for stimulating energy efficiency and renewable energy are presented. The most important policy issues (liberalisation of the energy markets, the role of renewable energy, dematerialisation in the energy intensive industry, the energy infrastructure in new housing development plans, and the efficiency of governmental policy for energy conservation) are highlighted in separate chapters.

INHOUD

SAMENVATTING	7
1. INLEIDING	17
2. ENERGIEVRAAG	19
2.1 Economie, energieprijzen en energievraag	19
2.2 Overzicht van de energievraagontwikkeling	22
2.3 De energievraag per sector	24
3. ENERGIE-AANBOD	27
3.1 Warmtevoorziening per sector	27
3.1.1 Huishoudens en woningen	28
3.1.2 Utiliteitsbouw	28
3.1.3 Land- en tuinbouw	29
3.1.4 Industrie	29
3.2 Elektriciteitsvoorziening	29
3.2.1 Warmte/kracht	30
3.2.2 Duurzaam vermogen	31
3.2.3 Import/export	32
3.2.4 Conventioneel vermogen	32
3.2.5 Conclusies	34
3.3 Gasvoorziening	35
3.4 Raffinaderijen	36
3.5 Overzicht energiegebruik en CO ₂ -emissies	39
4. VARIANTEN MET EXTRA BELEID	41
4.1 Overzicht beleidsvarianten	41
4.2 Heffingsvarianten	41
4.3 Heffing en selectieve stimulering	43
4.3.1 Aanpak optimale stimulering	43
4.4 Reguleringsvariant	49
4.5 Investeringssteun-variant	51
4.6 Conclusies	54
5. VARIANTEN VOOR VERGAANDE CO ₂ -REDUCTIE	55
5.1 Achtergrond	55
5.2 Uitgangspunten	56
5.3 Extra beleidsinstrumenten	57
5.4 De kosten van de extra reductie	62
5.5 Conclusies en opmerkingen	63
6. DOORKIJK VOORBIJ 2020	65
6.1 Issues met lange termijn consequenties	65
6.2 Voorzieningszekerheid: verstandige inzet van aardgas is raadzaam	65
6.3 Broeikasewerking: verhogen van de flexibiliteit in de energievoorziening gewenst	67

6.4 Technologische ontwikkeling: blijven ondersteunen	69
6.5 Conclusies	72
7. DE KEUZE VAN BELEIDSINSTRUMENTEN	75
7.1 Probleemschets en aanpak	75
7.2 Dekkingsgraad en effectiviteit beleidsinstrumentarium	75
7.3 Inzetrestricties beleidsinstrumenten	76
7.4 Kwantificeren interactie-effecten	79
7.5 Aanzet voor een optimaal pakket van beleidsinstrumenten	80
8. MARKTWERKING IN DE ENERGIEVOORZIENING	87
8.1 Inleiding	87
8.2 Elektriciteit	89
8.2.1 De nieuwe elektriciteitswet	89
8.2.2 Evenredige openstelling van de Europese markten	91
8.2.3 Nederland koploper in 'Europa'	94
8.2.4 Verregaande liberalisatie buiten NL	96
8.3 Gas	97
8.3.1 Gasstromen	97
8.3.2 Evenredige openstelling van de Europese markten	98
8.3.3 Nederland koploper in Europa	100
8.3.4 Verregaande liberalisering buiten Nederland	100
8.4 Conclusies	102
9. DUURZAME ENERGIE	105
9.1 De scenario's versus de EZ-doelstellingen	106
9.2 Oorzaken van de lage penetratie van duurzame energie	106
9.3 Evaluatie van de belangrijkste technologieën	111
9.3.1 Warmtepompen in de woning- en utiliteitsbouw	111
9.3.2 Fotovoltaïsche energie	112
9.3.3 Windenergie	113
9.3.4 Afval en biomassa	113
9.4 Conclusies	114
10. DEMATERIALISATIE	117
10.1 Methode	117
10.2 Oorzaken van dematerialisatie	119
10.3 Dematerialisatie: realisaties	120
10.4 Nederland (duurzaam) basisindustrieland	123
10.5 Stimuleren van dematerialisatie aan de vraagzijde	125
10.6 Conclusies	127
11. KEUZES VOOR ENERGIE-INFRASTRUCTUREN	129
11.1 Inleiding	129
11.2 Het veranderende besluitvormingsproces	129
11.3 Energie- en kostenprestaties van technologieën	131
11.3.1 Uitgangspunten	131
11.3.2 Energiebesparing	133
11.3.3 Kosten	135

11.4 Gevoeligheid voor prijzen en extra vraagreductie	136
11.5 Conclusies	137
REFERENTIES	139

SAMENVATTING

Sinds het verschijnen van de Derde Energienota is het energiebeleid gecentreerd rond drie thema's: energiebesparing, duurzame energie en liberalisatie van de energiemarkten. Al deze drie thema's hebben een lange termijn karakter. De doelstellingen van de overheid voor energiebesparing en duurzame energie hebben betrekking op het jaar 2020 en de liberalisering van de energiemarkten is een proces dat meer dan 10 jaar beslaat. Op zo'n lange termijn zal de omgeving natuurlijk niet onveranderd blijven. De haalbaarheid van de doelstellingen is afhankelijk van veranderingen in bijvoorbeeld economische groei, economische structuur en energieprijzen, zowel nationaal als internationaal. Daarom zal periodiek bezien moeten worden of de doelstellingen nog steeds binnen bereik zijn en in hoeverre het beleid aangepast moet worden. Vanuit die achtergrond is dit rapport geschreven. Aansluitend op de nieuwste economische scenario's van het CPB zijn de Nationale Energie Verkenningen 1995-2020 uitgevoerd, waarin enkele energiescenario's worden beschreven en enkele beleidsrelevante thema's nader worden uitgewerkt.

De belangrijkste conclusies in een notedop

- Het effect van extra *afzonderlijke* beleidsmaatregelen, zoals een puur Nederlandse heffing, regulering en investeringsimpulsen, op het energiebesparingstempo is gering: het tempo stijgt met deze maatregelen van 1,6 naar (ruim) 1,7 %/jaar. Om verder te komen zal een pakket van meerdere instrumenten toegepast moeten worden en is op veel fronten Europees beleid noodzakelijk.
- De doelstelling van 10% duurzame energie in 2020 wordt met het bestaande beleid niet gehaald, tenzij een bepaald minimum aandeel duurzame energie verplicht wordt gesteld door de overheid. Gegeven de gematigde energieprijzontwikkelingen in de scenario's, zijn de huidige beleidsinstrumenten (subsidies, fiscale faciliteiten, heffingen) niet toereikend.
- Liberalisering van de Europese energiemarkten zal leiden tot meer concurrentie. Gezien de huidige plannen ten aanzien van liberalisering van de energiemarkten in Nederland is het niet waarschijnlijk dat de beschermde afnemers (ook wel gebonden klanten genoemd) in dezelfde mate als de grootverbruikers zullen profiteren van mogelijk dalende prijzen.
- Het energie-aanbod wordt gekenmerkt door een nog sterker wordende afhankelijkheid van gas (veel warmte/kracht-koppeling!) en weinig toepassing van nieuwe technologie. Vooral op de lange termijn (na 2020) houdt dit risico's in voor de voorzieningszekerheid: afhankelijkheid van Russisch aardgas en weinig flexibiliteit om op andere energiedragers over te stappen.
- Vergaande CO₂-reductie in 2010 (10% t.o.v. het niveau van 1990) is, bij de gegeven sociaal-economische ontwikkeling in het GC- en EC-scenario, niet haalbaar met alleen energiebesparing en duurzame energie. Back-stop technologieën zoals import van biomassa en CO₂-verwijdering en -opslag zijn nodig om dergelijke reducties te realiseren. Om drastische CO₂-reductie op de langere termijn mogelijk te houden, is meer flexibiliteit in de energievoorziening gewenst.

- Indien de in de scenario's veronderstelde dematerialisatie zich niet blijkt voor te doen, zal de energievraag aanzienlijk harder groeien. Het verdient dan ook aanbeveling om speciaal beleid (recycling, het toepassen en integreren van reststromen en het zo hoogwaardig mogelijk aanwenden van afval- en biomassastromen) te richten op de energie-intensieve bulkproductie. Nederland heeft hier comparatieve voordelen.
- De effectiviteit van het energiebesparingsbeleid kan verhoogd worden door het op een evenwichtige wijze op alle soorten verbruik te richten en door de verschillende instrumenten selectiever in te zetten en beter op elkaar af te stemmen.

In het vervolg van deze samenvatting worden de conclusies uit de scenario's en de thema's nader toegelicht.

De scenario's

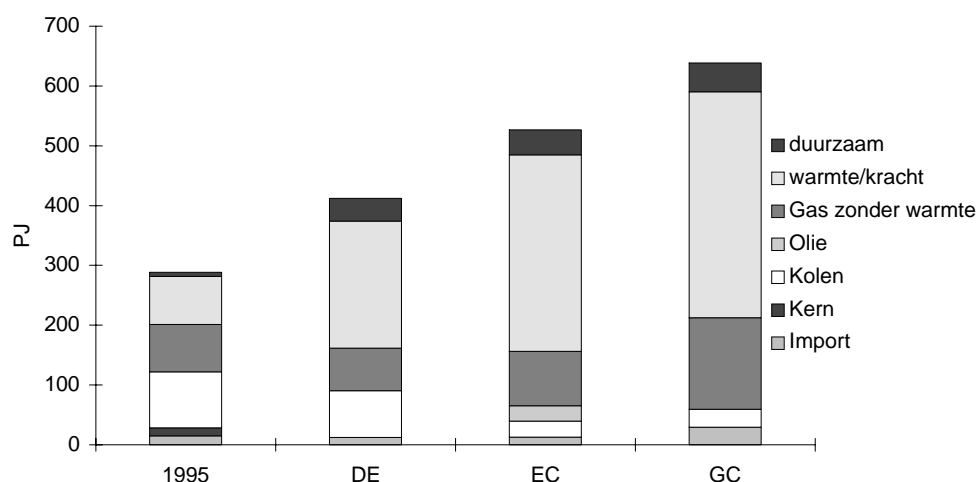
Energiebesparing

Door het CPB zijn drie scenario's voor Nederland uitgewerkt. In het Divided Europe (DE) scenario beperken nationalistische belangen de economische groei binnen Europa. In European Coordination (EC) komt de Europese integratie juist wel goed op gang wat tot een sterke economische groei leidt én tot een Europees milieubeleid. In Global Competition (GC) vallen belemmeringen in de wereldhandel weg wat tot een hoge economische groei en felle concurrentie leidt. De verbetering van de energie-efficiency varieert van 1,0 %/jaar in het scenario met lage economische groei (DE) tot 1,5-1,6 %/jaar in de scenario's met een hoge economische groei (EC en GC). Deze besparingscijfers zijn inclusief een stuk dematerialisatie via recycling etc. In de scenario's met hoge economische groei wordt de doelstelling uit de Derde Energienota daarmee precies gehaald. In deze scenario's is besparing iets gemakkelijker te bereiken omdat sneller nieuwe, zuiniger energie-installaties worden neergezet. Desondanks neemt het Nederlandse energieverbruik in deze scenario's fors toe, met resp. 1,0 en 1,4 %/jaar; in DE blijft de toename beperkt tot 0,3 %/jaar.

Elektriciteits- en warmtevoorziening

Naast besparingen op het eindverbruik en dematerialisatie (daarover later meer) levert ook de efficiëntere conversie van brandstoffen bij het energieaanbod een forse bijdrage aan de totale besparingen (0,3 %/jaar). De inzet van efficiënte technologie gaat dikwijls gepaard met een verandering van brandstof. De meeste veranderingen vinden plaats in de elektriciteitsproductie. In de eindverbruikssectoren blijven olie (transport) en gas de dominante energiedragers. In Figuur S.1 is de elektriciteitsproductie naar herkomst weergegeven.

Aardgas is vanuit economisch oogpunt de meest aantrekkelijke brandstof voor elektriciteitsproductie. Nederland wordt daardoor nog sterker afhankelijk van de aardgas. De koleninzet neemt sterk af. Het warmte/kracht vermogen neemt sterk toe, de elektriciteitsproductie met dit vermogen verdrievoudigt in DE (t.o.v. 1995), verviervoudigt in EC en groeit nog iets sterker in GC.



Figuur S.1 *Elektriciteitsproductie naar type (1995 en 2020)*

In de scenario's EC en GC verzorgen warmte/kracht-koppeling en duurzame energie tezamen meer dan 70% van de elektriciteitsproductie. Hierdoor wordt de inzet van een groot deel van het opgestelde vermogen bepaald door de warmtevraag en het aanbod van zon en wind. Hierdoor ontstaan serieuze regelproblemen in het park en het is de vraag of deze ontwikkelingen zonder vormen van opslag of versterkte koppelingen met het buitenland door kunnen gaan.

Als gevolg van de relatief lage prijzen zijn dure centrales met hogere rendementen of andere brandstoffen niet erg rendabel. De technologiekeuze in de scenario's is dan ook niet spectaculair. Voor zover nieuw kolenvermogen wordt opgesteld (DE), wordt gekozen voor poederkoolcentrales en niet voor de KV/STEG. Kerncentrales zijn economisch niet aantrekkelijk, brandstofcellen alleen voor een aantal kleinschalige warmte/kracht-koppeling-toepassingen.

De effecten van extra beleid

In de referentiescenario's GC, EC en DE is het per begin 1997 bestaande beleid ingezet. In enkele varianten op het GC-scenario (zie tabel S.1) zijn extra beleidsmaatregelen ingezet ter vermindering van het energieverbruik en de uitstoot van broeikasgasen en voor stimulering van duurzame bronnen. Daarbij zijn twee heffingsvarianten, één met verdubbeling van de huidige Regulerende Energie Belasting (REB) en de heffingen in het kader van de Wet Belastingen op Milieugrondslag (WBM) en de ander met verdrievoudiging van de REB. Bij de eerste variant is, in opdracht van de commissie Vergroening Belastingstelsel, ook doorgerekend wat het additionele effect zou zijn van een prikkel voor energiebesparing en duurzame energie. Deze prikkel krijgt de vorm van een vrijstelling van het betalen van een deel van de extra heffing bij besparingsmaatregelen en een extra vergoeding per kWh voor duurzame elektriciteit. Daarbij is 500 miljoen per jaar beschikbaar, gericht op de opties met de hoogste besparing op primaire energie per gulden stimuleringsgeld (uitgedrukt in MJ/gld).

In de reguleringsvariant is het centrale uitgangspunt de verplichtstelling van alle (bij de gegeven energieprijzen) kosteneffectieve energiebesparingsmaatregelen. Een belangrijk aspect hierbij is dat er gewerkt wordt met norm- en doelvoorschriften (er wordt aangegeven wat bereikt moet worden) en niet met middelvoorschriften (er wordt niet aangegeven welke methode moet worden gebruikt).

In de investeringsvariant tenslotte wordt, voortbordurend op het 'CO₂-reductieplan', tussen 2000 en 2010 jaarlijks 750 miljoen gulden aan investeringssubsidies beschikbaar gesteld voor het extra reduceren van de CO₂-emissies. De effecten van deze varianten zijn weergegeven in tabel S.1.

Tabel S.1 *Effecten instrumentvarianten (t.o.v. GC-scenario) in 2020*

	Energieverbruik [PJ]	Aandeel duurzaam [%]	CO ₂ -emissie [Mton]
GC-scenario	4235	4,0	241 ¹
Verdubbeling REB en WBM	-91	4,0	-5,1
idem, incl. prikkel	-160	4,4	-10
Verdrievoudiging REB	-82	4,0	-4,6
Regulering	-154	4,6	-10
Investering (10 × 750 miljoen)	-89	4,8	-7

De extra besparing in de hier gepresenteerde varianten ligt, in PJ gemeten, tussen 80 tot 160 PJ in 2020. Dit komt neer op een extra jaarlijkse besparing van 0,08 tot 0,15 procentpunt bovenop de eerdergenoemde 1,6%. Het aandeel duurzame energie neemt alleen in de reguleringsvariant en investeringsvariant substantieel toe. Geen van de instrument-varianten levert een reductie op die voldoende is om een daling van verbruik en CO₂-uitstoot t.o.v. het huidige niveau te bereiken. Dit geldt ook voor de combinatie, omdat de varianten elkaar soms uitsluiten of omvatten.

Vergaande CO₂-reductie in 2010 alleen met 'back-stops'

Het voorgaande roept de vraag op hoe vergaande CO₂-reductie wel is te bereiken bij een hoge economische groei. Ten opzichte van de scenario's DE en GC is bekeken hoe 10% reductie in 2010 t.o.v. 1990 behaald kan worden. Daarbij is alleen gekeken naar mogelijkheden op het gebied van energiebesparing en CO₂-armere energieopwekking. Terugdringing van de CO₂-emissies via andere beleidsterreinen (bijvoorbeeld reductie van de automobilititeit of vermindering van de energie-intensieve glastuinbouw) valt buiten deze studie. De beleidsopgave t.a.v. reductie van broeikasgasemissies is momenteel zwaarder dan ten tijde van de Derde Energienota. De oorzaak van het grotere gat ligt niet zozeer bij een tegenvallende besparing, ongunstige structurele veranderingen of een drastisch andere aanbod-mix, maar bij een hogere economische groei die zich, zonder extra compenserend beleid, direct vertaalt in extra energieverbruik en emissies.

Als vergaande CO₂-reductie zowel op nationaal als Europees niveau een expliciete beleidsdoelstelling wordt, wat is dan een realiseerbaar pakket maatregelen om 10% reductie te halen? Bij de beantwoording van deze vraag is niet diep ingegaan op vragen als praktische uitvoerbaarheid, eerlijke verdeling van lasten, maximale effectiviteit

¹ Conform Nationale Milieuverkenning 4 [6]; De nieuwste methode komt tot 233 Mton.

en maatschappelijk draagvlak. Wel is getracht een pakket samen te stellen dat technisch realiseerbaar is en, vanuit het oogpunt van ingezette beleidsinstrumenten, in grote lijnen kosteneffectief.

Met ondersteuning van Europees beleid en extra nationale maatregelen wordt met dit pakket in GC reeds 27 Mton (20 Mton in DE) reductie bereikt in 2010 met extra besparing en 10 Mton met een CO₂-armer aanbod. In DE rest er dan nog een 'gat' van 4 Mton, in GC van 22 Mton. Dat gat wordt gevuld met zogenaamde back-stop opties: invoer van biomassa en afvang en opslag van CO₂. Zowel de extra besparingen als de extra aanbodopties brengen per saldo maatschappelijke baten met zich mee. Bij de back-stop opties is er sprake van aanzienlijke maatschappelijke kosten, die in het GC-scenario in 2010 1,7 miljard gulden belopen.

Uit deze analyse is een aantal lessen te trekken:

- Ondersteuning met EU-beleid is essentieel, m.n. op het gebied van heffingen en normen voor auto's en apparaten.
- Er is een grens aan het zoveel mogelijk realiseren van het technisch besparingspotentieel, zelfs met een verbreed en verdiept nationaal instrumentarium, en ondanks de vaak lage (maatschappelijke) kosten. Een steeds grotere inzet van instrumenten leidt niet vanzelf tot het bereiken van de doelstelling.
- Gegeven de weerbarstige praktijk bij besparing zal het accent bij een snelle verdere reductie moeten verschuiven van besparing naar een CO₂-vrij aanbod (op den duur duurzaam en op kortere termijn back-stop opties), dit betekent dat het no-regret beginsel definitief wordt losgelaten.
- 10% Reductie betekent dat er tussen nu en 2010 extra investeringen worden gedaan die enkele tientallen miljarden bedragen. Voor de meeste sectoren die de besparing moeten realiseren zijn de kosten van de reductie-opties (sterk) positief. Daarom moet de overheid aanzienlijke geldstromen genereren die als smeermiddel dienen bij het bereiken van besparing en bij het realiseren van onrendabele duurzame bronnen en CO₂-afvang.

Zoals bekend heeft de Kyoto-conferentie geleid tot afspraken die voor Europa een reductie van 8% van alle broeikasgassen gezamenlijk inhouden, waarbij handel in emissiereducties en joint implementation (zij het onder een andere naam) onder bepaalde voorwaarden kunnen bijdragen aan de reductie. In dit licht kan een reductie met 10% van de in Nederland geproduceerde CO₂-emissies gezien worden als tamelijk ver gaand. Ter illustratie: zonder de inzet van back-stop opties zou, met het hier gepresenteerde pakket van besparingen en aanbod-opties, de CO₂-emissie in 2010 in GC 3% hoger en in DE 7,5% lager zijn dan de emissies in 1990.

De thema's

Effectiviteit van het beleid

De genoemde beleidsvarianten roepen vragen op ten aanzien van de effectiviteit van het beleid. Als aanzet tot een optimaal beleidspakket worden de volgende aanbevelingen gedaan:

- Om het probleem van informatietekorten en transactiekosten bij kleinere verbruikers te omzeilen, kunnen besparingsbeslissingen verplaatst worden naar een niveau waar deze factoren een minder grote rol spelen, b.v. de installatiebranche, de woningbouwvereniging of het distributiebedrijf.
- Vanuit het oogpunt van effectiviteit zouden heffingen juist toegepast moeten worden bij grotere verbruikers, die (op termijn) sterker reageren op hogere prijzen. Het probleem van de internationale concurrentie zou opgelost kunnen worden door specifiek voor deze activiteiten op internationaal niveau afspraken te maken. Dit kan gezien worden als een logisch vervolg op de huidige 'benchmarking'-activiteiten (hoe energie-efficiënt is Nederland t.o.v. het buitenland).
- In een geliberaliseerde energiemarkt zullen energiebedrijven zich meer marktconform opstellen, ook als het gaat om het energiebesparingsbeleid. De vrijwillige hulp van energiebedrijven bij de uitvoering van dat beleid is dan niet meer vanzelfsprekend. Een verdergaand beleid blijft mogelijk, mits dit aansluit bij de nieuwe werkwijze van de energiebedrijven. Te denken valt aan het creëren van een vraag naar besparings- of duurzame opties bij de verbruikers; hier zullen de energiebedrijven vanuit hun nieuwe klantgerichte aanpak op reageren. Een andere aanpak is het creëren van een direct economisch belang voor de energiebedrijven. Een eis voor het leveren van 10% van de elektriciteit uit duurzame bronnen zal leiden tot een zoektocht naar de goedkoopste opties en het stimuleren van doelgericht onderzoek naar kostenverlaging.
- Om het rebound-effect van besparingen (de lagere energierekening leidt tot uitgaven die indirect extra energiegebruik opleveren) te voorkomen, zouden ook duurdere maatregelen genomen moeten worden, tot aan het punt waarbij het totale pakket zichzelf nog terugverdient binnen de levensduur van de zuinige installaties. Dit is te realiseren door de energieprijzen te verhogen met heffingen, waarvan de opbrengst teruggesluisd wordt via b.v. de inkomstenbelasting. Hierdoor worden eerst onrendabele opties toch aantrekkelijk voor huishoudens, per saldo wordt er echter minder op verdiend.
- Er zou meer aandacht moeten komen voor bepaalde doelgroepen en typen verbruik die nu slecht bereikbaar zijn voor het beleid. Het gaat hier met name om het MKB en de lichte industrie, de verwarming van bestaande koopwoningen en bestaande huurpanden in de kantorensector, elektrische apparatuur anders dan wit/bruingood, het grondstofverbruik in de zware industrie, het vrachttransport over de weg en het zakelijk personenverkeer.

Dematerialisatie

Een onderwerp dat vanuit duurzame ontwikkeling steeds meer aandacht krijgt is dematerialisatie, d.w.z. een (milieubelastende) materialenproductie die minder hard groeit dan de economie. Deze definitie is zeer ruim, een flink deel van de besparingen kan hieronder vallen; maar ook veel wat wel structureffect wordt genoemd (de ene sector groeit harder dan de andere) leidt tot dematerialisatie. In de scenario's zijn structurele veranderingen verondersteld naar hogere waardetoevoeging en specialisatie en minder bulkproductie (en dus dematerialisatie). In sectoren zoals de basismetaal en de kunstmestindustrie vormt dematerialisatie de belangrijkste reden waardoor de fysieke productie veel minder zal gaan toenemen dan de toegevoegde waarde. De trend uit het recente verleden is echter juist tegengesteld. Naast het gunstige beeld dat in de scenario's is opgenomen, kan ook een minder voorspoedige ontwikkeling van dematerialisatie geschetst worden. Voortzetting van de recente trend zou tot een veel

hoger energieverbruik leiden dan in de scenario's: het verbruik in de industrie zou dan met 1,8% per jaar kunnen stijgen i.p.v. de 1,3% volgens het GC-scenario.

Het verdient dan ook aanbeveling om speciaal beleid te richten op de energie-intensieve bulkproductie. Kapitaal en kennis kunnen gericht worden op recycling, het toepassen en integreren van reststromen en het zo hoogwaardig mogelijk aanwenden van afval- en biomassastromen. Hierbij zal de nadruk liggen op relatief kapitaalintensieve, grootschalige processen. Nederland heeft een aantal comparatieve voordelen om dit te doen (het grote economische belang van de betreffende sectoren, de nabijheid van de Rotterdamse haven, de grote verwevenheid van met de name de chemische en voedingsmiddelenindustrie, de aanwezige kennis) en kan daarmee op veel terreinen een concurrerende materialenproducent blijven. In de verwerkende industrie kan dematerialisatie bevorderd worden door naar analogie van de MJA's voor energiebesparing ook doelen te stellen ten aanzien van materiaalbesparing.

Duurzame energie

De conclusie uit de scenarioberekeningen is dat met het ingezette beleid, zonder verplichtstelling van een minimum aandeel duurzaam, de 10% doelstelling in de scenario's niet gehaald wordt. Deze conclusie geldt ongeacht of uitgegaan wordt van de enge of ruime definitie van duurzame energie en ongeacht of er uitgegaan wordt van een absolute doelstelling van 288 PJ of een relatieve 10% doelstelling t.o.v. het Totaal Verbruik Binnenland. Daardoor zullen de stimuleringsfondsen voor een groot deel in de rijkskas blijven.

De oorzaak van de lagere penetratie van duurzame energie is vooral de geringe financieel-economische aantrekkelijkheid van verschillende opties. Het ingezette beleid heeft wel een gunstige invloed, met name de Energie Investerings Aftrek en de kleinverbruikersheffing, maar niet voldoende om investeerders op grote schaal te doen kiezen voor de duurzame opties.

De meest aantrekkelijke duurzame opties om toch de 10% doelstelling te bereiken zijn (in willekeurige volgorde) warmtepompen, fotonvoltaïsche energie, wind en biomassa. Voor warmtepompen lijkt met name in de dienstensector een groot potentieel te liggen. Op het gebied van PV en warmtepompen zal nog veel R&D moeten plaatsvinden om de kostprijs omlaag te krijgen. PV zal ook in 2020, bij energieprijzen zoals ze in de scenario's gelden, nog steeds veel duurder zijn dan het conventionele alternatief. Ook de kosten van offshore windenergie blijven naar verwachting hoog, zij het lager dan voor PV. Gelet op de grote know how op het gebied van windenergie én offshore installaties, zou een grotere R&D-inspanning op het gebied van offshore wind verwacht mogen worden. Biomassa lijkt de goedkoopste van de opties met in principe een groot potentieel voor duurzame elektriciteitsproductie (PV, offshore wind en biomassa). De inzet ervan om te komen tot 10% duurzaam lijkt daarmee voor de hand te liggen.

Infrastructuurkeuze

De warmtepomp speelt ook een belangrijke rol bij de discussies over de energieinfrastructuur op grote nieuwbouwlocaties. De vraag is of op deze locaties naast het elektriciteitsnet ook nog een gasnet of een warmtenet aangelegd moet worden. De hoge investeringskosten van het warmtenet vormen, vooral bij meer marktwerking in de energievoorziening, een groot obstakel voor opties als grootschalige warmte/kracht

of collectieve warmtepompen. Een gasnet in combinatie met micro-warmte/krachtkoppeling is ook niet rendabel vanwege de vrij geringe besparing op brandstofkosten. De brandstofprijzen zijn immers laag en de warmtevraag in nieuwbouwwoningen eveneens. Als meest aantrekkelijke optie komt de elektrische warmtepomp naar voren: een groot besparingspotentieel en in 2020 wellicht rendabel, mede dankzij het 'uitsparen' van een gas- of warmtenet. Zoals reeds opgemerkt moeten de warmtepompen dan nog wel een stuk goedkoper worden, en een beter rendement halen. Zolang dit niet het geval is zal zonder expliciet beleid de beslissing over energie-infrastructuur in nieuwbouwwijken toch vaak ten gunste van de HR-ketel uitvallen. Overigens moet hier opgemerkt worden dat de infrastructuur-discussie feitelijk slechts betrekking heeft op nieuwbouw op VINEX-lokaties; in 2020 is dit maximaal een-vijfde van alle woningen.

Liberalisering van de energiemarkten

De liberalisatie van de energiemarkten in Nederland en andere landen van Europa zal belangrijke consequenties hebben voor onder andere de structuur van deze markten, de prijzen voor de afnemers en de positie van de Nederlandse bedrijven op de Europese markt. Onderzocht is wat de eventuele knelpunten en risico's in de voorgestelde wetgeving zijn, in het licht van de ontwikkelingen in de andere Europese landen:

- Als er op de Europese markt voor vrije afnemers een prijzenoorlog uitbreekt, loopt het Grootschalig Productiebedrijf risico's vanwege haar slechte solvabiliteitspositie.
- Als de productieprijs van elektriciteit op de vrije markt (scherp) daalt, komt de minister van Economische zaken in een lastig parket. Hij zal een afweging moeten maken tussen de winst van de Nederlandse elektriciteitsbedrijven enerzijds en de elektriciteitsprijs voor beschermde afnemers anderzijds. Hogere prijzen voor beschermde afnemers betekenen hogere winsten voor de Nederlandse elektriciteitsbedrijven, maar ook een groter verschil tussen de prijzen van vrije en beschermde afnemers.
- Afhankelijk van de ontwikkeling in Europa zal de concurrentie op de aardgasmarkt voor grootverbruikers in Nederland toenemen. Hierdoor zal de gasprijs voor grootverbruikers gaan dalen. Het marktwaardeprincipe zal daarom voor de grootverbruikers moeten worden losgelaten.
- Door de daling van de prijs voor de grootverbruikers zal het verschil met de gasprijs voor de kleinverbruikers toenemen, in ieder geval gedurende de periode dat de kleinverbruikers gebonden blijven, vanwege het langlopende contract tussen de distributiebedrijven en de gasunie.
- Enerzijds zullen de aardgasbaten dalen door de prijsdaling voor de grootverbruikers, anderzijds zal de afzet bij een lagere prijs stijgen waardoor de aardgasbaten zullen stijgen. Op een geliberaliseerde Europese markt zal de Gasunie extra kunnen verdienen aan de levering van wintergas, dat tegen een aanmerkelijk hogere prijs kan worden verkocht dan zomergas.
- De concept elektriciteitswet voorziet in een scherp toezicht op de kosten van de netwerkactiviteiten. In de huidige voorstellen voor een nieuwe gaswet is het toezicht niet nader uitgewerkt. Is dit toezicht minder scherp, dan zal de druk op de kosten bij de distributenetten voor elektriciteit daarom groter zijn dan bij de distributenetten voor gas. Geïntegreerde distributiebedrijven kunnen hiervan profiteren door een zo groot mogelijk deel van hun kosten onder te brengen bij de gasdivisie.

Flexibiliteit voor de echte lange termijn noodzakelijk

De scenario's 'stoppen' in 2020. Op langere termijn zijn er echter voor de energievoorziening grote onzekerheden, m.n. met betrekking tot de voorzieningszekerheid, doelstellingen voor de uitstoot van broeikasgassen en de consequenties van technische ontwikkeling. Vanwege de onzekerheden is het niet mogelijk om één optimale strategie te ontwikkelen. In plaats daarvan moet de energievoorziening voorbereid zijn op mogelijke bedreigingen en kansen die zich zullen voordoen. De belangrijkste leidraad hiervoor is het verhogen van de flexibiliteit van de energievoorziening. Flexibiliteit is een belangrijk onderdeel van wat wel bekend staat als een hedging-strategie: nu relatief kleine extra investeringen doen om later (mogelijk) veel kosten voor aanpassing uit te sparen.

Wat betreft voorzieningszekerheid laten de scenario's een nog sterker wordende afhankelijkheid van (op den duur buitenlands, waarschijnlijk Russisch) aardgas zien. Flexibiliteit kan bereikt worden door in Nederland voldoende aardgasreserves te bewaren om op termijn in situaties van tijdelijke vermindering van de aardgastoevoer van elders, zelf in staat te blijven om gedurende korte periodes de tekorten te kunnen aanvullen. Voldoende reserves bewaren betekent minder aardgas gebruiken en exporteren en/of meer importeren.

Flexibiliteit ten aanzien van het broeikaseffect is erg belangrijk, gezien het feit dat enerzijds de CO₂-emissies in de scenario's nog stijgen, terwijl anderzijds de verwachting is dat in 2040 vergaande reducties gehaald zullen moeten worden. Dit betekent dat de inertie van de energievoorziening verminderd moet worden, door bij het ontwerp van producten, het bouwen van huizen en het maken van ruimtelijke ordeningsplannen veel beter rekening te houden met veranderende omstandigheden. In veel situaties kan dit relatief eenvoudig, met geen of zeer beperkte meerkosten.

De scenario's laten zoals gezegd geen spectaculaire inzet van nieuwe technologieën zien, vooral als gevolg van de laag blijvende energieprijzen. Om echter ook op lange termijn een schone, efficiënte, betrouwbare en betaalbare energievoorziening te realiseren, is ontwikkeling van nieuwe technologieën belangrijk. Binnen de huidige marktverhoudingen kunnen bedrijven zich steeds minder veroorloven om onderzoek te ondersteunen waarvan de baten pas na 10 jaar of langer zullen optreden. Hier ligt dus een belangrijke rol voor de overheid.

1. INLEIDING

Ontwikkelingen op energiegebied gaan snel en zijn slechts ten dele voorspelbaar. Scenario's die de toekomst van de Nederlandse energievoorziening beschrijven, zijn daarom per definitie een kort leven beschoren. Eens in de vijf jaar publiceert ECN daarom nieuwe Nationale Energie Verkenningen (NEV) [1,2]. Voor het verrichten van deze verkenningen is een opdracht verstrekt door het ministerie van Economische Zaken. De inhoudelijke verantwoordelijkheid voor de in dit rapport beschreven resultaten ligt bij ECN. Een uitvoeriger beschrijving van de aanpak en de resultaten en een uitgebreide set tabellen met scenarioresultaten (energiebalansen, opgestelde vermogens) zijn opgenomen in een achtergrondrapport [3]. De scenarioresultaten en de technologie-gegevens staan ook op Internet (http://www.ecn.nl/unit_bs/nev/).

NEV 1995-2020

De NEV sluit aan bij de recente lange termijn verkenning van het Centraal Planbureau (CPB) [4], waarin drie omgevingsscenario's zijn opgesteld voor de periode 1995-2020. De drie omgevingsscenario's zijn uitgewerkt voor een viertal richtingen. Deze vier richtingen, aangeduid als 'de fysieke omgeving', zijn mobiliteit, energie, ruimte en milieu. De richting 'energie' wordt in deze NEV nader uitgewerkt. Doel is om knelpunten op het beleidsterrein energie, op korte en lange termijn, te signaleren. Het gaat daarbij met name om de beleidsdoelstellingen op het gebied van energiebesparing, duurzame energie, liberalisering van de energiemarkten en CO₂-uitstoot [5]. Uitgebreide informatie over de scenario's in het algemeen en de andere richtingen (mobiliteit, ruimte en milieu) is te vinden in het reeds genoemde rapport van het CPB [4] en de Vierde Milieuverkenning van het RIVM [6].

Scenario's en beleidsthema's

Dit rapport bestaat uit twee delen. In het eerste deel worden de ontwikkelde energyscenario's en varianten beschreven. In het tweede deel wordt een aantal actuele beleidsthema's nader uitgewerkt. Het eerste deel van het rapport kent de volgende opbouw. In hoofdstuk 2 worden de belangrijkste punten uit de CPB-scenario's weergegeven t.a.v. economische ontwikkelingen, energieprijzen en energievraag. In hoofdstuk 3 wordt uitvoerig toegelicht op welke wijze in de energiebehoefte wordt voorzien. In hoofdstuk 4 wordt een aantal beleidsvarianten op de scenario's besproken, met daaropvolgend in hoofdstuk 5 een variant speciaal gericht op vergaande reductie van de CO₂-uitstoot.

Deze scenario's en varianten 'stoppen' in 2020. In hoofdstuk 6 wordt de vraag gesteld in hoeverre mogelijke ontwikkelingen *na* 2020 aanleiding geven om daarop op korte termijn al te anticiperen. Dit hoofdstuk vormt de overgang naar het tweede deel van het rapport, waarin de scenario's niet meer dan de achtergrond vormen waartegen mogelijke ontwikkelingen en ideeën op een aantal beleidsterreinen worden geschetst. Achtereenvolgens komen de volgende onderwerpen aan bod: de keuze van beleidsinstrumenten (hoofdstuk 7), liberalisatie van de markten voor gas en elektriciteit (hoofdstuk 8), duurzame energie (hoofdstuk 9), dematerialisatie (hoofdstuk 10) en energie-infrastructuur op nieuwbouwlocaties (hoofdstuk 11). Deze hoofdstukken refe-

renen soms aan de scenario-berekeningen uit het eerste deel van het rapport, maar zijn ook zelfstandig leesbaar.

2. ENERGIEVRAAG

2.1 Economie, energieprijzen en energievraag

De drie scenario's

Door het CPB zijn drie scenario's voor Nederland uitgewerkt [4]. In het Divided Europe (DE) scenario beperken nationalistische belangen de economische groei binnen Europa. In European Coordination (EC) komt de Europese integratie juist wel goed op gang wat tot een sterke economische groei leidt én een Europees milieubeleid. In Global Competition (GC) vallen belemmeringen in de wereldhandel weg wat tot een hoge economische groei en felle concurrentie leidt. De belangrijkste kenmerken van de scenario's zijn weergegeven in Tabel 2.1.

Tabel 2.1 *Kenmerken omgevingsscenario's [4]*

Scenario	Divided Europe (DE)	European Coordination (EC)	Global Competition (GC)
Meer marktwerking	beperkt	gereguleerd vrijgegeven	vanuit de markt opengebrouwen
Ontwikkeling EU	trage verdere integratie	Europa van meer snelheden	Europa à la carte
Technische ontwikkeling	trage groei, traditioneel gericht	sterke groei kennispotentieel, maatschappelijk gericht	sterke groei kennis-potentieel, marktgericht
Sociaal culturele ontwikkeling	nationalistisch gericht	Europese burger, gemeenschapszin, solidariteit	wereldburger, individualistisch
Bevolking in 2020	16,2 mln	17,7 mln	16,9 mln
Economie	sterke BBP-groei in N-Amerika en Azië. Europa blijft achter	tamelijk sterke BBP-groei in Europa en Azië. N-Amerika blijft achter	wereldwijd sterke BBP-groei.
BBP-groei Nederland	1½ %/jaar	2¾ %/jaar	3¼ %/jaar
Groei particuliere consumptie	zwak	vrij sterke, maar meer maatschappelijk- en milieubewust	sterk, veel differentiatie in producten
Productie structuur	relatief weinig verandering	minder scherpe internationale concurrentie, internationaal milieubeleid	dynamisch, bepaald door comparatieve voordelen, gericht op hoogwaardige activiteiten
Werkloosheid	relatief hoog	daalt, minder dynamiek	laag, wel baanonzekerheid

De energieprijzen

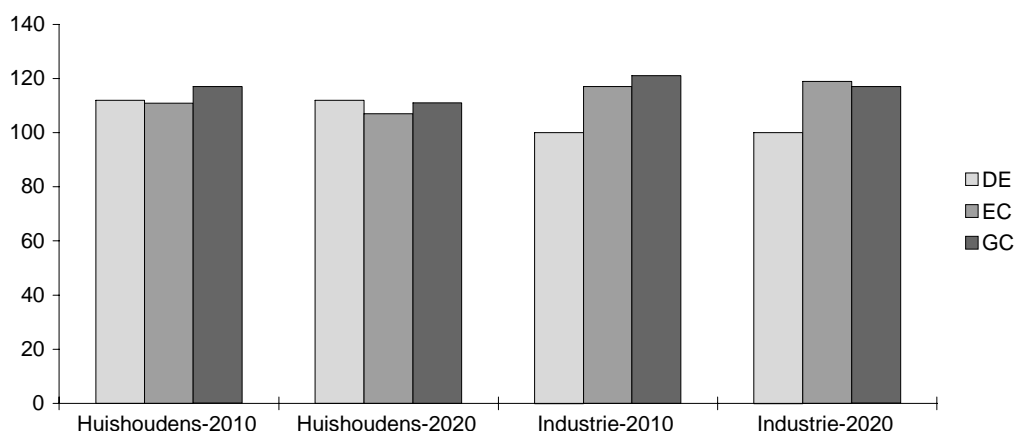
Essentieel voor de energievoorziening, zoals de groei van de energievraag als ook de invulling van het energieaanbod zijn de energieprijzen. Van de verschillende energiedragers is hierbij ruwe olie de trendsetter. Olie is makkelijk verhandelbaar en het gebruik van olie vergt vergeleken met kolen, gas of kernenergie minder investeringen in infrastructuur. Kijkend naar de substitutiemogelijkheden en bijbehorende kosten van het energieaanbod kan geconcludeerd worden dat, uitzonderingen daargelaten, kolen altijd goedkoper zullen zijn dan olie. De gasprijs zal zich met bepaalde marges in de buurt van de olie(product)prijs bevinden, tenzij er situaties zijn van regionaal overaanbod of aanbod tekort.

De reële ruwe olieprijs bedroeg in 1995 17 dollar per vat. In GC gebruikt de OPEC haar marktpositie om de prijs op te drijven. De aanvankelijke snelle stijging komt tot staan als gevolg van toenemend niet-OPEC aanbod. In 2020 bedraagt de reële ruwe olieprijs 26 dollar per vat. In het EC-scenario is het Energy Charter succesvol dat de oliewinning in de GOS-landen goed tot ontwikkeling komt. In 2020 bedraagt de ruwe olieprijs slechts 15 dollar per vat. Hier bovenop komt wel een Europese heffing die vanaf 2010 10 dollar per vat bedraagt. In DE houdt de OPEC de olieprijs op een niveau waarbij het net niet aantrekkelijk wordt om naar alternatieven te zoeken. In 2020 bedraagt de ruwe olieprijs 20 dollar per vat.

De gasprijs blijft gekoppeld aan de olieprijs. Op de korte termijn komt de gasprijs echter zo'n 10% onder het olie-alternatief te liggen als gevolg van het extra aanbod naar het Europese vasteland (o.a. via de Interconnector). Door een toenemende gasvraag en het teruglopen van de eigen EU-gasproductie is dit effect rond 2020 weer verdwenen, en zal de gasprijs in GC weer die van de olieprijs naderen.

Elektriciteitsprijzen

Hoewel de elektriciteitsprijzen afhangen van de invulling van het energieaanbod (zie hiervoor hoofdstuk 3), wordt reeds hier op de prijzen ingegaan. De gehanteerde tariefstructuur is hierbij gebaseerd op de huidige tariefstructuur, er zijn geen nieuwe structuren verondersteld naar aanleiding van de toenemende marktwerking in de scenario's. In het hoofdstuk over marktwerking worden alternatieve ontwikkelingen voor het Grootschalige Productie Bedrijf (GPB) geschetst. Hieruit blijkt dat er de ontwikkelingsmogelijkheden nogal uiteen kunnen lopen. Om een bepaalde mogelijke ontwikkeling, een redelijk willekeurige keuze, niet te laten overheersen is voor de voorzichtige aanpak gekozen van het handhaven in de scenario's van de huidige tariefstructuur. Wel is voor GC een verhoging van de rekenrente verondersteld (3 procentpunten) en 15 procent efficiencyverbetering ten gevolge van marktwerking. In EC bedragen deze getallen 1 procentpunt respectievelijk 10 procent. In principe heeft dit tot gevolg dat in GC de elektriciteitssector min of meer dezelfde financiële structuur krijgt voor als een willekeurige industriële sector (kritischer kijken naar investerings- en personeelskosten, hogere eisen aan rendement op het eigen vermogen). In EC is verondersteld dat EU-beleid nog zekere regels aan de concurrentie stelt, waardoor de noodzaak tot vergaande efficiency verhoging en hogere kapitaaleisen iets minder groot is. Gezien het kapitaalsintensieve karakter van deze sector leidt dit in EC en GC tot een stijging van de tarieven.



Figuur 2.1 *Index elektriciteitsstarieven huishoudens en industrie (1995=100; komt overeen met 18 ct/kWh voor huishoudens en 12,6 ct/kWh voor de industrie)*

In Figuur 2.1 zijn representatieve tarieven voor huishoudens en industrie weergegeven. De elektriciteitsprijs komt tot stand door een scala van invloeden. De belangrijkste invloeden zijn de brandstofprijzen, heffingen, centraletypes, benutting van productie- en distributiecapaciteit. De resultante van al deze invloeden leidt ertoe dat de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs lang niet altijd gelijk loopt met de ontwikkeling van de brandstofprijzen. Lage brandstofprijzen leiden in principe tot lagere tarieven. Een hogere vraag maakt een betere benutting van transport- en distributiecapaciteit mogelijk en dus lagere kWh prijzen. Vooral bij de huishoudens (waar de transport- en distributiekosten ongeveer 50 procent van de prijs bedragen) doet dit de kosten per kWh dalen. De kleinverbruikersheffing heeft alleen significante invloed op de eindprijzen voor de huishoudens (effect bedraagt, rekening houdend met de vrije voet van 800 kWh, circa 2 cent/kWh), de Europese heffing drukt op alle prijzen.

In DE zorgen de lage brandstofprijzen voor lage prijzen voor de industrie. In EC zorgt de heffing voor uiteindelijk wat hogere prijzen in de industrie. Voor huishoudens blijkt de benutting van productie- en transportcapaciteit (stijging van de vraag voor centraal vermogen) minstens even belangrijk zodat in alle scenario's de elektriciteitsprijzen niet veel van elkaar verschillen. Deze stijging van de vraag leidt er zelfs toe dat de prijzen in EC en GC dalen tussen 2010 en 2020.

In de scenario's EC en GC is sprake van een forse toename van de eigen elektriciteitsopwekking door middel van warmte/kracht koppeling. Het inkooptarief van elektriciteit uit het net ligt hoger dan de verkoopopbrengst van de zelf geproduceerde elektriciteit. Theoretisch zit hier minimaal het netverlies en twee keer de distributiekosten tussen (van bedrijf A naar het net, via het net, van het net naar bedrijf B). Dit betekent dat het interne tarief dat een bedrijf gebruikt voor berekeningen aan de rentabiliteit van besparingsinvesteringen en eigenlijk ook, als er voldoende warmte/krachtkoppeling aanwezig is, hun feitelijke elektriciteitsprijs lager ligt dan het hier aangegeven aankooptarief.

2.2 Overzicht van de energievraagontwikkeling

Een belangrijke vraag voor het overheidsbeleid is hoe de ontwikkeling van de energievraag er in de toekomst uit zou kunnen zien. In deze paragraaf zal eerst op de resultaten worden ingegaan, en daarna in de rest van hoofdstuk 2 en 3 in meer detail op de oorzaken. Deze volgorde is gekozen om de diverse factoren die aan de ontwikkeling van de energievraag hebben bijgedragen in de juiste context te kunnen plaatsen.

De resultaten

Een overzicht van de resultaten is te zien in tabel 2.2. Ter vergelijking zijn ook cijfers overgenomen uit de ECN-studie met schetsen voor de toekomstige energievoorziening [7] die gebruikt is ter onderbouwing van de overheidsdoelstellingen uit de Derde Energienota [5]. Het energiegebruik is in de periode 1985-1995 jaarlijks met 1,75 procent gegroeid. In de scenario's groeit het in de periode 1995-2020 jaarlijks met 0,3 procent (DE) tot 1,4 procent (GC).

Tabel 2.2 Resultaten energievraag ontwikkeling [4]

Verandering in % per jaar	1985-1995	CPB/ECN 1995-2020			ECN-rapport voor de Derde Energienota 1990-2020 [7]		
		DE	EC	GC	trend	voor-spoedig laag	voor-spoedig hoog
Volume effect (BBP groei)	2,5	1,5	2,7	3,3	2,3	2,3	2,3
Energie intensiteit te verdelen in:	-0,75	-1,2	-1,7	-1,9	-1,6	-2,2	-1,8
Structuureffect	0,25	-0,2	-0,2	-0,3	-0,5	-0,7	-0,3
Besparingseffect	-1	-1,0	-1,5	-1,6	-1,1	-1,5	-1,5
– waarvan eindverbruik	-0,8	-0,7	-0,9	-0,9	-0,7	-0,9	-0,9
– waarvan dematerialisatie	0	-0,1	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3
– waarvan aanbod	-0,2	-0,2	-0,3	-0,4	-0,2	-0,3	-0,3
Energiegebruik	1,75	0,3	1,0	1,4	0,7	0,1	0,5

Uit Tabel 2.2 zijn twee conclusies te trekken. De eerste conclusie is dat het energiegebruik in de toekomst minder hard gaat groeien dan de afgelopen jaren het geval is geweest. De tweede conclusie is dat die groei van het energiegebruik wel veel sterker is dan ten tijde van het opstellen van de Derde Energienota werd verondersteld, *ondanks* een hoger besparingstempo. Bij een sterkere economische groei blijkt er in EC en GC 'automatisch' meer besparingspotentieel ontstaat. Het saldo hiervan is echter nog steeds een stijgend energiegebruik. Wil men het energiegebruik werkelijk in absolute termen terugdringen, dan zou er bij een hogere economische groei een intensiever besparingsbeleid gevoerd moeten worden.

Vergelijking besparingstempo huidige scenario's en Derde Energienota

Worden de nieuwe cijfers vergeleken met die uit het ECN-rapport voor de Derde Energienota dan valt op dat er nogal een verschil is tussen de schets 'Trend' en EC en GC. Het totale besparingseffect is in de nieuwe scenario's aanzienlijk hoger terwijl het verschil in overheidsbeleid tussen beide studies maar beperkt is. Hiervoor zijn de volgende oorzaken aan te wijzen:

- De economische groei is in EC en GC hoger, dit betekent een snellere technologische vernieuwing en een groter potentieel aan besparingsmaatregelen.
- Omdat het basisjaar nu 5 jaar later ligt zijn er andere vooruitzichten rond de economische structuur. Zo neemt bijvoorbeeld in EC en GC de elektriciteitsvraag bij de huishoudens veel sterker toe dan in Trend, en hier liggen ook veel besparingsmogelijkheden. Dit is met name al duidelijk als gekeken wordt naar het verschil dat bij structureffect al optreedt.
- De olieprijs in 'Trend' ligt met 20\$/vat onder die van EC (met heffing) en GC.
- De Energie Investerings Aftrek is op 1 januari geïntroduceerd; deze veroorzaakt t.o.v. 'Trend' extra energiebesparing en meer Warmte Kracht Koppeling.
- Waarschijnlijk is er ook een beperkt verschil dat veroorzaakt wordt door het gebruik van twee verschillende soorten modellen. Uit vergelijkingen blijkt dat de CPB modellen door hun economische opzet voor besparingen wat optimistischer zijn dan de ECN-modellen met hun technische opzet. Voor de groei van het verbruik voor besparingen ligt dit meestal andersom. Dit kan het best geïllustreerd worden met een voorbeeld: in een economisch model kan bij wijze van spreken een nog niet uitgevonden elektrisch apparaat een fors verbruik veroorzaken, waarop dan weer besparingen plaats kunnen vinden. In een technisch model is het modelleren van onbekende apparaten problematisch.

Structureffect

De ontwikkeling van de energieintensiteit kan opgesplitst worden in een structureffect en een besparingseffect. Het structureffect geeft aan in hoeverre het verschil in groei tussen de diverse (deel)sectoren verantwoordelijk is voor de verandering in de energie-intensiteit. Indien sectoren die voor hun productie slechts weinig energie vragen (zoals de dienstensector) sneller groeien dan sectoren die veel energie vergen (zoals bijvoorbeeld de basismetaleen) ontstaat er een negatief structureel effect. In de scenario's ligt het structureffect op -0,2 tot -0,3 procent/jaar. Hier gaat dus een dalende invloed van uit op het energiegebruik. De belangrijkste oorzaak van in de scenario's gesignaleerde ontwikkeling is de afnemende groei van het aantal huishoudens en het autogebruik en de lagere groei van de basisindustrieën en de glastuinbouw. Opvallend is dat het structureffect in de periode 1985-1995 nog positief was. Er moet hier dus een trendbreuk of omslag plaats gaan vinden!

Besparingseffect

De laatste factor die hier bekeken wordt is het besparingseffect. De factor die naast het structureffect de verandering in de energieintensiteit bepaalt. Het besparingseffect kan zelf weer onderverdeeld worden in drie onderdelen die ieder hun bijdrage leveren.

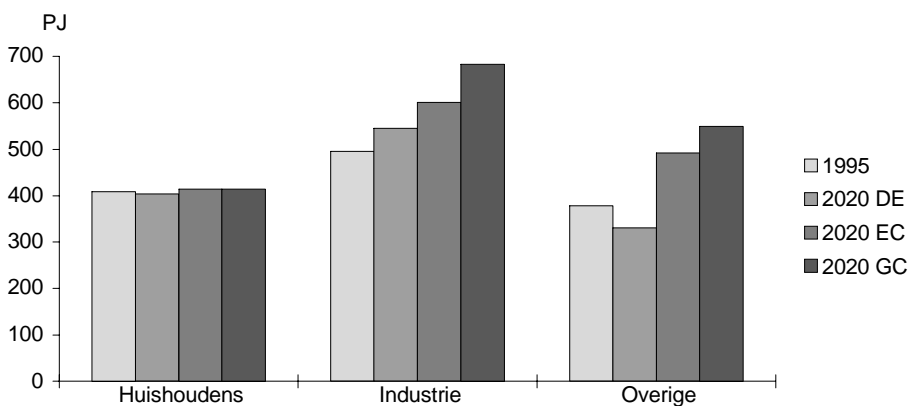
- Besparing op het eindverbruik: de besparingen die bij de eindverbruikers plaatsvinden en hier effect hebben op het finale verbruik.

- Besparingen door dematerialisatie: o.a. het verminderen van de hoeveelheid materiaal per produkteenheid, materiaalsubstitutie en recycling.
- Besparingen op het aanbod: warmte kracht koppeling en efficiency verbeteringen bij de energiesectoren (o.a. centrales, raffinaderijen en gasector).

Uit tabel 2.2 blijkt dat de besparingen in DE, waarin de energieprijzen laag blijven en er geen grote economische groei is de historische trend blijven volgen. In EC en GC waar de eindverbruikersprijzen hoger liggen en er een sterke economische ontwikkeling is, neemt het besparingtempo juist toe. Wordt er in meer detail naar gekeken dan blijkt dit op al de drie de punten plaats te vinden. De directe besparing op het eindverbruik neemt beperkt toe hetgeen te maken heeft met de toch maar beperkte stijging van de energieprijzen. Dematerialisatie neemt in belangrijke mate toe door de stijging van recycling. In EC veroorzaakt door het toegenomen door milieubewustzijn in GC door technologische verbeteringen bij voorbeeld op het terrein van afvalscheiding. Kenmerkend is wel dat in de voorliggende scenario's de mate van dematerialisatie afhankelijk is gesteld van de mate van economische groei. Ook de besparing bij het aanbod hangt samen met de economische groei. Naast de iets hogere energieprijzen speelt ook de groei van de warmtevraag een rol, die voor een belangrijk deel met efficiënte warmte-kracht ingevuld wordt.

2.3 De energievraag per sector

De economische ontwikkeling per sector en de energieprijzen, tezamen met andere exogene factoren, leiden tot een energievraag die in onderstaande figuren is weergegeven. In het volgende hoofdstuk wordt beschreven hoe in deze energievraag voorzien moet worden.

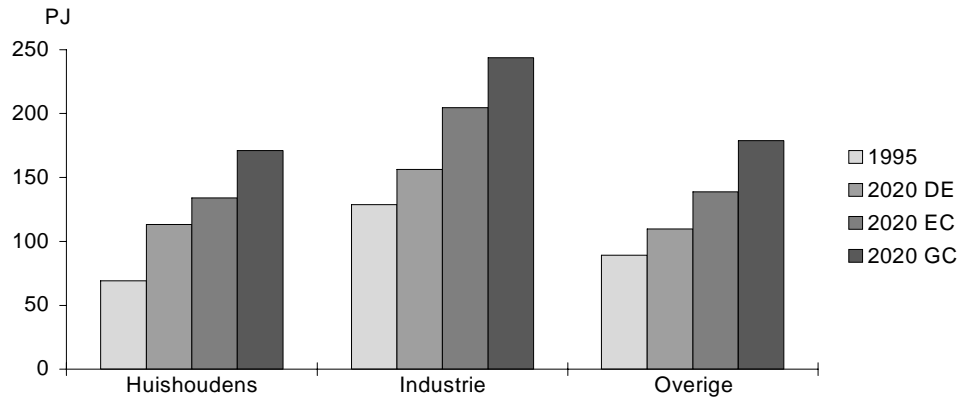


Figuur 2.2 *Ontwikkeling van de warmtevraag*

In de industrie is er naast een warmtevraag ook een vraag naar energiedragers als grondstof. Deze post stijgt van 439 PJ in 1995 naar resp. 457 (DE), 524 (EC) en 607 (GC) PJ in 2020.

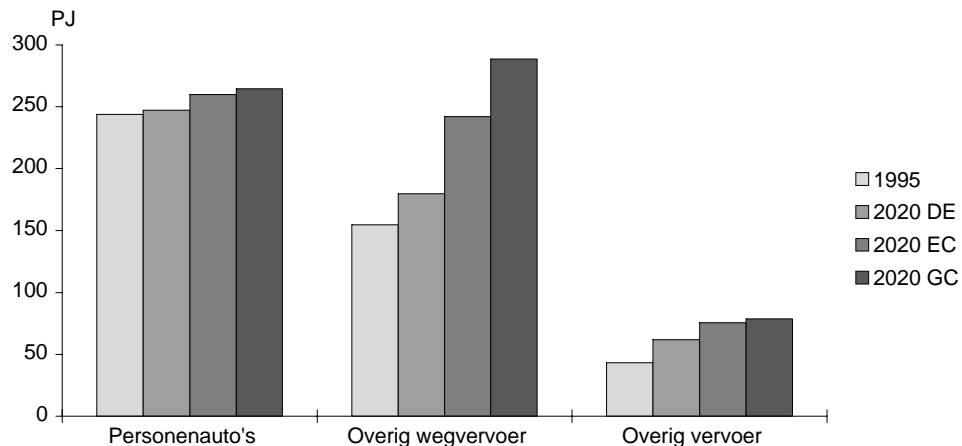
De daling van de warmtevraag bij de overige verbruikers in DE wordt veroorzaakt door het verdwijnen van een deel van de glastuinbouw uit Nederland in dit scenario. Opvallend is de stabilisatie van de warmtevraag bij huishoudens. Besparingen door isolatie

etc. compenseren de groei van het aantal woningen en de groeiende vraag naar warm water.



Figuur 2.3 *Ontwikkeling van de elektriciteitsvraag*

Uit figuur 2.3 blijkt dat de elektriciteitsvraag in de huishoudsector, zeker in de scenario's met hoge economische groei, fors stijgt. Tot 2010 kan dit redelijk verklaard worden door een groeiende penetratie van bestaande apparaten (waterbed, wasdroger, tweede of derde TV, etc.). Na die tijd zal de groei door 'nieuwe' apparaten (airconditioning, ligbaden met verwarming en luchtballen, etc.) of nu nog onbekende apparatuur veroorzaakt worden.



Figuur 2.4 *Ontwikkeling van de energievraag in de transportsector*

Bij figuur 2.4 valt op dat de energievraag van personenauto's, als gevolg van verzadigingsverschijnselen en nog enige efficiencyverbetering, afvlakt. De energievraag van het overige wegvervoer (goederenvervoer) groeit gewoon door met vrijwel hetzelfde percentage als de economische groei.

3. ENERGIE-AANBOD

In hoofdstuk 2 is de vraagzijde van de energievoorziening in kaart gebracht. Dit resulteerde per sector in een nuttige vraag naar energie, uitgedrukt in warmte en elektriciteit. Dit hoofdstuk gaat in op de wijze waarop in deze vraag wordt voorzien. Allereerst wordt ingegaan op het aanbodgedeelte dat het dichtst bij de verbruikers ligt, de warmtevoorziening. Vervolgens worden de elektriciteitsvoorziening, de raffinaderijen en de gaswinning besproken.

3.1 Warmtevoorziening per sector

Er is een groot aantal mogelijkheden om in de warmtevraag te voorzien (zie tabel 3.1). Aangezien warmte moeilijk kan worden getransporteerd over grotere afstanden hangt de keuze van de warmtebron sterk af van de lokatiespecifieke vraag en aanbod van bijvoorbeeld industriële restwarmte. Kenmerken van de vraag zijn het temperatuurniveau, de omvang en het patroon van de vraag. Per sector wordt hieronder de bijdrage beschreven van de verschillende warmtebronnen. Op de warmtevoorziening in de raffinaderijen wordt in paragraaf 3.4 ingegaan.

Tabel 3.1 *Herkomst warmte bij eindverbruikers [PJ], 1995 en 2020*

	1995	DE	EC	GC
<i>Huishoudens</i>	337	333	345	348
Ketels	271 (80%)	281 (84%)	294 (85%)	299 (86%)
Elektrische boiler	6 (2%)	5 (2%)	7 (2%)	10 (3%)
Elektrische warmtepomp	0 (0%)	1 (0%)	1 (0%)	2 (1%)
W/K met warmtedistrib.	15 (4%)	30 (9%)	27 (8%)	22 (6%)
Zonneboilers	0 (0%)	1 (0%)	5 (1%)	4 (1%)
Aardwarmte	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	1 (0%)
Overig	45 (13%)	15 (5%)	11 (3%)	10 (3%)
<i>Utiliteitsbouw</i>	160	217	279	311
CV-ketel	152	150	205	219
Elektrische warmtepomp	0	16	0	28
Warmte/kracht	6	49	61	59
Zonneboilers	0	1	1	1
Opslag warmte/koude	0	0	1	3
Overig	2	1	1	1
<i>Land- en tuinbouw</i>	155	94	199	226
Ketel	142	70	148	184
Warmte/kracht	13	24	51	41
Zonneboilers	0	0	0	1
<i>Industrie</i>	460	509	565	643
Ketels	131	137	125	153
Fornuizen/drogers	226	248	256	279
Warmte/kracht	88	96	156	183
Derden	17	28	28	28
<i>Totaal</i>	<i>1112</i>	<i>1153</i>	<i>1388</i>	<i>1528</i>
waarvan warmte/kracht	122	209	295	305

3.1.1 Huishoudens en woningen

In de sector huishoudens vindt de warmteproductie in het algemeen plaats op het niveau van één woning. Alleen bij grotere concentraties van woningen is centrale warmteproductie haalbaar, waarbij de warmte naar de individuele woningen wordt getransporteerd via een warmtenet. De onderscheiden opties zijn dan ook vrijwel allemaal installaties voor individuele warmteproductie, alleen warmte/kracht en aardwarmte maken gebruik van een warmtenet. Blokverwarming (een centrale ketel in een flatgebouw) valt onder de categorie ketels. De warmtevraag voor koken is niet in tabel 3.1 opgenomen.

Wat als eerste opvalt bij de woningen is de vrijwel gelijk blijvende totale warmtevraag. In DE vindt er een lichte daling plaats (1 procent in 25 jaar), in EC en GC een lichte stijging (2-3 procent). De groei in het aantal woningen wordt dus vrijwel gecompenseerd door de besparingen op de vraag in bestaande woningen en doordat het verbruik van nieuwbouwwoningen beduidend lager is dan van de te slopen woningen. Kijkend naar de manier waarop de warmte wordt opgewekt valt op dat het stoken van aardgas in ketels nog steeds verreweg het grootste aandeel in de vraag kent, en het aandeel neemt zelfs nog iets toe. Dit wordt vooral veroorzaakt door de daling van de lokale verwarming, die valt onder de categorie overig.

Het aandeel van elektrische boilers blijft vrijwel constant, alleen in GC groeit dit. Het betreft hier dan vooral aanrechtboilers voor warm water. De elektrische warmtepomp is bij de huidige structuur van de elektriciteitstarieven nog niet concurrerend met de HR-combiketel, ondanks een sterke daling van de investeringkosten. In GC vindt de grootste penetratie plaats, maar ook dan blijft die beperkt tot circa 1 procent. Voor zonneboilers kennen vooral EC en GC een sterke groei, mede gestimuleerd door de hoge gasprijs in GC en de versterkte aandacht voor het milieu in EC. Het aandeel blijft echter steken op iets meer dan 1 procent van de totale warmtevraag.

De aantrekkelijkheid van stadsverwarming hangt af van verschillende factoren. Een zeer belangrijke factor is de gasprijs voor kleinverbruikers. Deze prijs bepaalt de waarde van de geleverde warmte. In alle scenario's is de prijsontwikkeling redelijk gematigd. Daarmee wordt stadsverwarming niet zeer aantrekkelijk, maar blijft het concurrerend met de conventionele voorziening van een gas- en elektriciteitsnet. Zowel de Regulerende Energie Belasting als de Europese heffing hebben hierbij een licht positief effect voor warmtedistributie. In alle scenario's wordt een stijging voorzien van het aandeel van warmtedistributie. Een ander belangrijk aspect zijn de investeringkosten van een warmtenet. In GC wordt met hogere rendementseisen op investeringen gerekend. Als gevolg hiervan wordt warmtedistributie minder aantrekkelijk dan in de andere scenario's. In EC speelt dit effect in mindere mate.

3.1.2 Utiliteitsbouw

In de utiliteitsbouw worden zowel voor warmte/kracht als voor de elektrische warmtepomp grotere mogelijkheden voorzien dan in de woningbouw. Voor warmte/kracht wordt dit vooral veroorzaakt door de grotere warmtevraag per lokatie en de daarmee samenhangende schaalgrootte. Voor de elektrische warmtepomp geldt dat vooral de combinatie met koeling aantrekkelijk is.

Warmte/kracht blijft door de relatief lage gasprijzen een aantrekkelijke optie. In kantoren en ziekenhuizen/bejaardentehuizen worden de kleinschalige warmte/kracht-opties (in eerste instantie de gasmotor en later ook kleine gasturbines en brandstofcellen) daarom op grote schaal toegepast in de scenario's. Ook komt een gedeelte van de groei voort uit de ook bij huishoudens reeds geschetste toename van warmtedistributie. Naast de lage gasprijzen profiteren de warmte/kracht-installaties ook van de VAMIL en de energie-investeringsaftrek.

De aantrekkelijkheid van de warmtepomp in de utiliteitsbouw hangt af van het scenario. De kleinverbruikersheffing in GC en DE leidt ertoe, dat substitutie van gas door elektriciteit aantrekkelijk wordt. In EC met de Europese heffing ligt de gasprijs voor kleinverbruikers lager, waardoor de aantrekkelijkheid van de warmtepomp duidelijk lager ligt.

3.1.3 Land- en tuinbouw

De ontwikkeling van de land- en tuinbouw verschilt sterk in de scenario's. In DE verdwijnt veel glastuinbouw uit Nederland, wat resulteert in een daling van de vraag. Dit vertaalt zich ook in een lagere hoeveelheid warmtelevering in de tuinbouw in DE. Procentueel gezien ligt de hoeveelheid warmtelevering in GC wat lager dan in de andere scenario's. Dit wordt gedeeltelijk veroorzaakt, door het feit dat er minder levering van warmte plaats vindt door middel van warmtedistributie (zoals ook reeds bij huishoudens beschreven). Een tweede reden is dat in de marktsituatie zoals in GC hogere rendementen worden geëist op geïnvesteerd vermogen. Kleinschalige warmte/kracht zit net rond het kantelpunt van deze rentabiliteitseisen en komt daardoor in EC en DE relatief beter uit de bus dan in GC.

3.1.4 Industrie

De ontwikkeling van warmte/kracht in de industrie hangt sterk af van de scenario's. Bij de hoge economische groei in GC kent de warmtelevering door warmte/kracht meer dan een verdubbeling, EC zit net onder het dubbele terwijl DE slechts een geringe groei vertoont. De economische groei is de hoofdverantwoordelijke voor deze verschillen. Ten opzichte van 1995 bedraagt de groei in de warmtevraag in DE slechts 50 PJ, terwijl dit in GC bijna 200 PJ is. Verder is de verhouding tussen gas- en elektriciteitsprijzen in GC en EC ook wat gunstiger ten opzichte van DE.

3.2 Elektriciteitsvoorziening

De totale elektriciteitsvraag in Nederland groeit in alle scenario's. In 1995 bedroeg de vraag circa 315 PJ, in DE neemt dit toe tot 415 PJ, in EC tot 515 PJ en in GC tot 640 PJ. Binnen de elektriciteitsvoorziening zijn verschillende vermogenstypes te onderscheiden om in deze vraag te voorzien. In dit rapport worden de volgende categorieën onderscheiden:

- warmte/kracht
- duurzaam vermogen
- import
- overig centraal vermogen (gas/kern/kolen/olie).

Het warmte/kracht-vermogen bij eindverbruikers komt vooral voor in de industrie (gasturbines en stoomturbines), maar ook in de utiliteitsbouw en de landbouw (gasmotoren). Warmte/kracht met warmtedistributie komt voor in de woningbouw, maar ook utiliteitsbouw en landbouw zijn soms aangesloten op warmtenetten.

3.2.1 Warmte/kracht

Hierboven is voor de verschillende sectoren reeds geschetst welk aandeel in de warmtevraag door warmte/kracht wordt gedekt. Deze paragraaf beschrijft de ontwikkeling van warmte/kracht vanuit het oogpunt van de elektriciteitsvoorziening. De elektriciteitsproductie is namelijk niet één op één gekoppeld aan de warmteproductie. Dit komt doordat de warmte/kracht-verhouding van diverse installaties verschilt en zich bovendien nog ontwikkelt in de tijd. Onderstaande tabel geeft per sector weer hoeveel elektriciteitsproductie er gekoppeld is aan de warmte, die in/voor die sector wordt geproduceerd met warmte/kracht.

Tabel 3.2 *Elektriciteitsproductie uit warmte/kracht (inclusief warmtedistributie) [PJ_e], 1995 en 2020*

	1995	DE	EC	GC
Huishoudens	19	45	44	45
Utiliteitsbouw	4	45	59	66
Tuinbouw	8	30	49	51
Industrie	46	84	150	169
Raffinaderijen	8	22	42	58
<i>Totaal</i>	<i>86</i>	<i>226</i>	<i>344</i>	<i>389</i>

De elektriciteitsproductie uit warmte/kracht neemt zeer sterk toe, veel sterker dan de warmteproductie. Zo neemt in GC de warmteproductie slechts toe met een factor 2,5 terwijl de elektriciteitsproductie toeneemt met meer dan een factor 4,5.

Stijgende kracht/warmte verhouding

De sterke stijging van de kracht/warmte-verhouding en daarmee de elektriciteitsproductie uit warmte/kracht is terug te voeren op twee belangrijke ontwikkelingen, de technologische ontwikkeling en de ontwikkeling van de markt.

Allereerst is er de technologische ontwikkeling, die er toe leidt, dat op een kosten-effectieve manier steeds hogere elektrische rendementen kunnen worden gehaald. Bij grootschalige warmte/kracht gaat het hoofdzakelijk om verbeteringen aan de gasturbines eventueel gecombineerd met een stoomturbine (STEG). Bij kleinschalige warmte/kracht worden naast de verbeteringen aan de huidige apparatuur (voornamelijk gasmotoren) ook potentiële voorzieningen voor apparatuur met hogere kracht/warmte-verhoudingen als de brandstofcel. Deze technologische ontwikkeling wordt mede gestimuleerd door de groei van de elektriciteitsvraag in de scenario's.

Bij het effect van marktwerking is het belangrijk onderscheid te maken tussen warmte/kracht bij eindverbruikers en warmte/kracht met warmtedistributie. Het GC-scenario kent de meeste marktwerking. Als gevolg hiervan worden aan de rentabiliteit van investeringen vaak hogere eisen gesteld, vooral van activiteiten die niet tot de core-business

behoren. Kapitaalintensieve installaties worden daarmee in principe minder aantrekkelijk. In GC komt dit tot uiting, doordat in de industrie ten opzichte van EC wat vaker gekozen wordt voor een gasturbine in plaats van een STEG. De trend naar hogere kracht/warmte-verhoudingen wordt hiermee enigszins afgeremd. De kracht/warmte-verhouding in de industrie is daarom in EC iets hoger.

In tegenstelling tot warmte/kracht bij eindverbruikers wordt warmte/kracht met warmte-distributie vaak uitgevoerd door partijen wiens core-business de elektriciteits-productie is. De risico's bij deze projecten ligt echter meestal aan de kant van de warmteopbrengst. De elektriciteitsproductiecapaciteit kan namelijk vanaf het begin volledig worden benut, terwijl de warmtelevering zich nog moet ontwikkelen met de nodige bijbehorende risico's (tegenvallend bouwtempo, keuze voor andere infrastructuur in latere jaren). Voor dit soort projecten zal bij de dimensionering gekozen worden voor hoge kracht/warmte-verhoudingen, waardoor het risico van tegenvallende warmte-afzet wordt verkleind. Waar dit toe leidt in de scenario's kan het best worden geïllustreerd aan de hand van warmte/kracht in de huishoudelijke sector. De totale warmtelevering neemt af van DE, via EC naar GC. De hierbij behorende elektriciteitsproductie is in alle drie de scenario's echter vrijwel gelijk.

3.2.2 Duurzaam vermogen

De belangrijkste categorieën duurzaam vermogen, gemeten naar het uiteindelijk potentieel, zijn wind, zon en biomassa. Voor andere technologieën zoals waterkracht en gasexpansie gelden geen grote uitbreidingsmogelijkheden binnen Nederland. In een vrije markt penetreren kapitaalsintensieve technologieën vaak moeilijker door de hogere rentabiliteitseisen die in het algemeen gesteld worden. In GC is daarom alleen plaats voor min of meer bewezen en bijna rendabele technologie. In EC ligt er meer nadruk op technologie die nog een steun in de rug nodig heeft. In DE wordt duurzame energie niet zozeer gehinderd door de marktform als wel door de energieprijzen en de algemene economische situatie. In hoofdstuk 9 wordt uitgebreid ingegaan op de verschillende duurzame bronnen en hun bijdrage in de diverse scenario's.

Tabel 3.3 *Overzicht duurzame elektriciteitsproductie [PJ_e]*

	1995	DE		EC		GC	
		2010	2020	2010	2020	2010	2020
Wind-land	1,1	7,0	12,2	6,8	13,7	7,5	16,1
Wind-zee	0	0	0	0	0	0	3,3
Zon	0	0,6	1,2	0,7	2,1	0,7	1,8
Waterkracht	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Vuilverbranding	3,8	9,8	9,9	9,2	10,0	10,0	9,9
Biomassa klein	0,5	5,2	7,2	5,2	7,2	5,3	7,8
Biomassa afval	0	5,6	7,2	4,7	7,1	5,1	7,3
Import biomassa	0	0	0	0	0	0	4,6
Import waterkracht	0	9,9	12,4	10,7	12,6	8,8	14,1
Totaal	5,8	38,8	50,8	38,5	53,5	38,1	65,7

De elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen neemt sterk toe. Tot aan 2020 wordt ongeveer een vertienvoudiging voorzien. Ondanks deze sterke groei wordt de doelstelling voor duurzame energie van 10 procent van het TVB in geen van deze referentiescenario's bereikt. Het aandeel duurzaam (uitgedrukt in uitgespaarde fossiele brandstof) blijft steken zo rond de 4 à 5 procent. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door:

- geen grootschalige extra import van biomassa/waterkracht in de referentiescenario's,
- hogere economische groei dus ook hoger TVB,
- lagere besparingen,
- lagere brandstofprijzen.

3.2.3 Import/export

Zoals reeds beschreven blijft gas de meest aantrekkelijk optie voor elektriciteitsopwekking in alle scenario's. Voor substantiële netto import over een langere periode van bijvoorbeeld kernstroom is in geen van de scenario's een duidelijke reden. Wel valt in GC te verwachten dat een aantal afnemers met gunstige vraagpatronen concurrerende contracten in het buitenland kan afsluiten. Daarom is in GC in 500 MW import voorzien. Verder wordt voor de reeds gecontracteerde import uit Noorwegen in GC en EC op termijn een hogere benutting van de capaciteit voorzien. Op korte termijn wordt vanwege de overcapaciteit namelijk overdag levering door Noorwegen voorzien, terwijl Nederland 's nachts kan terugleveren. Bij de groeiende vraag in EC en GC wordt verwacht dat dit in 2010 niet meer nodig is. In DE duurt het langer voordat deze regelproblemen voorbij zijn.

Op basis van de brandstofprijzen mag verwacht worden dat ook andere landen (gedeeltelijk) zullen overschakelen op aardgas. Hier liggen kansen voor Nederland als leverancier/transporteur, omdat wij schommelingen in de vraag goed kunnen opvangen met het Groningen-veld. In EC wordt voorzien dat een gedeelte van de gasleveringen eerst wordt omgezet in (piek)electriciteit, die daarna wordt geëxporteerd.

Tabel 3.4 *Import/export van elektriciteit in de scenario's [PJ], 1995 en 2020*

	1995	DE	EC	GC
Import	43	12	13	30
Export	2	0	10	0

3.2.4 Conventioneel vermogen

De term conventioneel vermogen duidt in de huidige marktsituatie grotendeels op het vermogen van de Sep. Het gaat hier om het grootschalige conventioneel vermogen. Het betreft hier dus vooral centrales op fossiele brandstoffen en/of kerncentrales, warmte/kracht-installaties uitgesloten.

Vooraf naar de toekomst toe met het ontstaan van het grootschalig productiebedrijf, de veranderende rol van distributiebedrijven en eventuele nieuwe toetreders op de markt kan de term centraal vermogen wat misleidend zijn, vandaar de term conventioneel vermogen. Zo zal zowel het GPB zich richten op ander vermogen dan het conventionele,

terwijl het aan de andere kant ook goed mogelijk is dat nieuwe toetreders zich richten op (bepaalde vormen van) conventioneel vermogen.

Het conventionele vermogen wordt vaak beschouwd als de restpost van de elektriciteitsvoorziening. Gegeven alle hiervoor besproken typen vermogen, dient van het conventionele vermogen zoveel te worden opgesteld, dat de voorziening voldoende betrouwbaar is. Onderstaande tabel geeft aan welk gedeelte van de vraag nog overblijft voor het centrale vermogen, als rekening gehouden wordt met de elektriciteitsproductie uit de hiervoor besproken bronnen. Tevens is aangegeven hoe groot de elektriciteitsproductie is van vermogen dat nu reeds aanwezig is (of in aanbouw) en ook in 2020 nog aanwezig is.

Tabel 3.5 *Dekking elektriciteitsvraag door verschillende vermogenstypen, [PJ_e], 1995 en 2020*

	1995	DE	EC	GC
Totale vraag	315	415	515	640
– warmte/kracht	86	226	344	389
– duurzaam	6	51	54	66
– import	43	12	13	30
– conventioneel vermogen	180	126	104	155
waarvan bestaand/in aanbouw		60	60	60

Opvallend is allereerst dat de rol van het conventionele vermogen sterk afneemt. Ondanks de sterke groei van de elektriciteitsvraag in de scenario's neemt niet alleen het procentuele aandeel van het conventionele vermogen af, maar ook de absolute productie. Het procentuele aandeel in de scenario's ligt tussen de 20 en 30 procent, terwijl dat in 1995 nog bijna 60 procent was.

In alle scenario's blijft een gasgestookte STEG de goedkoopste centrale optie. In principe zal het meeste nieuwe vermogen dus op basis van aardgas zijn. Hierop bestaan twee uitzonderingen. Ten eerste is in DE het verschil tussen een STEG en een poederkoolcentrale vrij beperkt, waardoor vanuit diversificatieoogpunt in 2020 vier nieuwe kolencentrales van 600 MW worden voorzien. Deze keuze wordt mede mogelijk door de beperkte marktwerking in dit scenario, waardoor de iets hogere kosten kunnen worden doorberekend aan de binnenlandse afnemers. Tezamen met de twee nieuwste centrales (Amer en Hemweg), waarvoor levensduurverlenging wordt verondersteld, en de KV-STEG levert dit een totaal kolenvermogen op van zo'n 3500 MW.

Overzicht elektriciteitspark

Tabel 3.6 toont een overzicht van de aanwezige vermogens in 2010 en 2020. Voor een toelichting op de tot stand koming van deze parken wordt verwezen naar de beschrijving van de subcategorieën.

Tabel 3.6 *Overzicht elektriciteitspark, [MW]*

	DE			EC		GC	
	1995	2010	2020	2010	2020	2010	2020
<i>Import</i>	700	600	600	600	600	1100	1100
<i>Conventioneel</i>	12333	8702	9295	8255	9295	8795	12304
– Kern	521	0	0	0	0	0	0
– Kolen	4139	3966	3720	2759	1320	3966	1320
– Aardgas	7660	4736	5575	5496	6775	4829	10984
– Olie	13	0	0	0	1200	0	0
<i>Warmte/kracht</i>	3600	10778	11218	14599	17571	15238	19432
– W/K warmtedistributie	1148	4493	5373	4743	5623	5493	7373
– W/K-groot	2750	4160	3531	6558	7205	6979	8598
– W/K-klein	850	2125	2314	3298	4743	2766	3461
<i>Duurzaam</i>	667	2377	3454	2414	4031	2577	4931
– Wind-land	250	1190	1950	1225	2247	1350	2597
– Wind-zee	0	0	0	0	0	0	500
– Zon	1	160	320	200	600	200	500
– Water	36	52	52	52	52	52	52
– Afval	318	408	407	408	407	408	407
– Biomassa, klein	42	226	324	226	324	226	324
– Biomassa, groot	0	300	360	260	360	300	510
– Gasexpansie	20	41	41	41	41	41	41
<i>Totaal</i>	18435	22457	24567	25918	31496	27712	37867

Bovenstaand overzicht toont de resultaten van de hiervoor beschreven categorieën, zij het nu uitgedrukt in opgesteld vermogen. Een vergelijking van de tabel met de productie en met het vermogen geeft een indruk van de bedrijfstijden van de verschillende typen vermogen, en daarmee de functie. Opvallend hierbij is de rol van het conventionele vermogen. In DE houdt het nog een gedeeltelijke functie als basisvermogen met een verhouding tussen aandeel in vermogen en aandeel in productie van 1:0,8 (het aandeel in het vermogen bedraagt 38 procent, het aandeel in de productie 30 procent), terwijl in EC door de grote hoeveelheid warmte/kracht deze verhouding gaat naar de verhouding 1:0,65. In 1995 bedroeg deze verhouding nog 1:0,85.

3.2.5 Conclusies electriciteitsvoorziening

De effecten van liberalisering hangen voor warmte/kracht af van het scenario². In GC met veel marktwerking en hogere rendementen op investeringen neemt de rol van warmtedistributie minder snel toe dan in DE en EC. Om de risico's van deze investeringen verder te verkleinen wordt in GC verder gekozen voor installaties met hoge kracht/warmte-verhoudingen waardoor tegenvallende warmte-afzet een relatief beperkt effect heeft. In de eindverbruikerssectoren is deze trend licht tegengesteld, al stijgt door de technologische ontwikkeling de kracht/warmte-verhouding. Omdat warmte/kracht een bedrijfsvreemde activiteit blijft voor de eindverbruikers, zal in scenario's met veel marktwerking eerder voor minder kapitaalsintensieve installaties gekozen worden, zoals gasturbines. De voorspoedige economische ontwikkeling zorgt er

² Hierbij is overigens afgezien van het risico dat Nederland 'dumpmarkt' wordt of dat er felle prijsconcurrentie ontstaat met bestaand Europees vermogen (zie hoofdstuk 8). Dit zou consequenties kunnen hebben voor de groei van warmte/kracht.

desondanks in zowel EC als GC voor, dat het warmte/kracht-vermogen sterk toeneemt.

Bij de groei van warmte/kracht-vermogen en duurzaam vermogen zoals vooral in EC en GC het geval is ontstaat een elektriciteitsvoorziening met zeer veel vermogen, dat niet meer vrij inzetbaar is. Hierdoor ontstaan serieuze regelproblemen in het park en het is de vraag of deze ontwikkelingen zonder vormen van opslag of koppelingen met het buitenland door kunnen gaan. Waar in EC en GC al geen nieuw basislast vermogen meer nodig is, ontstaat zelfs de situatie dat de keuze gemaakt dient te worden om ofwel door te groeien in duurzame energie, ofwel met warmte/kracht. De variant op het EC-scenario met een verplichte doelstelling van 10 procent duurzaam laat al zien dat dat niet samengaat met een groei van het warmte/kracht-vermogen zoals in het EC-referentiescenario (zie ook paragraaf 4.4).

Ten slotte is opvallend dat ondanks de sterke groei van warmte/kracht-vermogen en duurzaam vermogen de groei van de elektriciteitsvraag in GC zodanig is, dat gasgestookt vermogen nodig is, waarvan de restwarmte niet wordt benut. Dit is overigens wel vermogen dat draait in middenlast en pieklast en dus ook zonder vormen van opslag niet geschikt is voor restwarmtebenutting.

3.3 Gasvoorziening

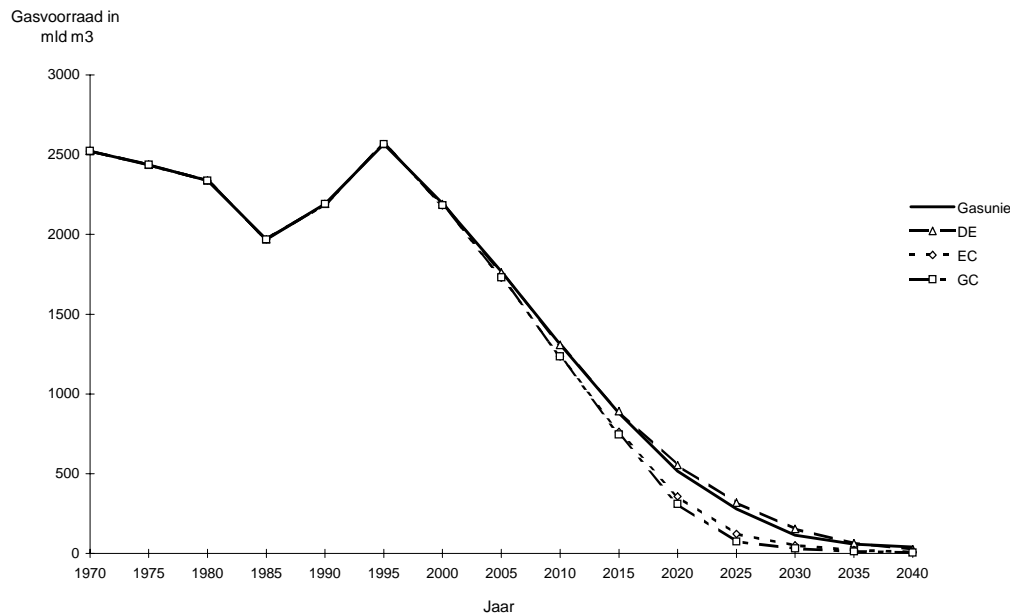
Voorraden

De totale Nederlandse aardgasvoorraad wordt per 1 januari 1997 ingeschat op 2510 mld m³. Dit getal kan opgesplitst worden in 1210 Groningen, 690 overige, 340 futures en 270 import [8,9]. De futures, nog te ontdekken winbare volume aardgas, kennen een marge van 230 tot 460 mld m³. De 270 import betreft gas uit Noorwegen, Rusland en Engeland wat reeds gecontracteerd is, of waarvoor contracten voorzien worden. In deze 270 mld m³ zit 120 mld m³ die nodig is als aanvullende dekking voor 240 mld m³ gasexport. Uit het Plan van Gasafzet 1997 [8] blijkt dat de Gasunie voor de binnenlandse markt, door het gereed komen van de interconnector tussen Bacton in Engeland en Zeebrugge in België, rekening houdt met een verlies aan marktaandeel. Daarnaast is er het bestaande contract tussen Sep en Statoil voor gaslevering aan de Eemscentrale. Voor de totale omvang van de niet Gasunie-import tot 1 januari 2022 handelt ECN voorlopig 70 mld m³. Voor de volledigheid kan nog vermeld worden dat winningsbedrijven in de toekomst hun gas ook buiten de Gasunie om mogen verkopen, waarbij de Gasunie eventueel als transporteur optreedt.

Ontwikkeling van de vraag

In het Plan van Gasafzet wordt uitgegaan van een binnenlandse gasconsumptie van ruim 1310 mld m³ in de periode 1995-2020. Na 2021 moet er conform de uitgangspunten van het Plan nieuwe import plaatvinden. De scenario's geven een iets ander beeld van de binnenlandse gasvraag. Het scenario DE komt tot 1270, EC tot 1460 en GC tot 1510 mld m³. In EC en GC is de aardgasvoorraad eerder uitgeput, zie figuur 3.2. Per saldo zou bijvoorbeeld realisatie van het GC scenario betekenen dat voor de voorzieningszekerheid de export verwachting van bijna 800 mld m³ met 200 mld m³ naar beneden moet worden bijgesteld, of dat het genoemde volume (het binnenlandsverbruik voor 2 tot 3 jaar) via het buitenland wordt ingekocht. Daarnaast kan het na-

tuurlijk ook zijn dat nieuwe gasvondsten of verbeterde winningsmethoden, ofwel een meevaller op het gebied van de futures, het gat opvullen.



Figuur 3.1 *Uitputting gasvoorraad*

Ten slotte moet opgemerkt worden dat met het uitputten van de aardgasvoorraad in Groningen de druk waaronder dit gas vrij komt vermindert. Inmiddels is de Gasunie begonnen met het bouwen van compressorstations om deze drukvermindering op te vangen. In de toekomst zullen de gasbedrijven dan ook een steeds belangrijker energieconsument worden. Het eigen verbruik blijft echter gering t.o.v. van de hoeveelheid gewonnen gas. Om in de winterse piekvraag te voorzien zal steeds meer gebruik gemaakt worden van opslagfaciliteiten. Ook dit leidt tot een toename van het verbruik. In een aantal gevallen is gekozen voor op het elektriciteitsnet aangesloten elektrische compressoren. In principe kan dit leiden tot een domino-effect dat na een storing in het elektriciteitsnet ook het aardgasnet uitvalt, met alle gevolgen van dien. Een probleem dat hierna op kan treden, is dat het geheel niet weer makkelijk opgestart kan worden omdat beide netten van het functioneren van de ander afhankelijk zijn.

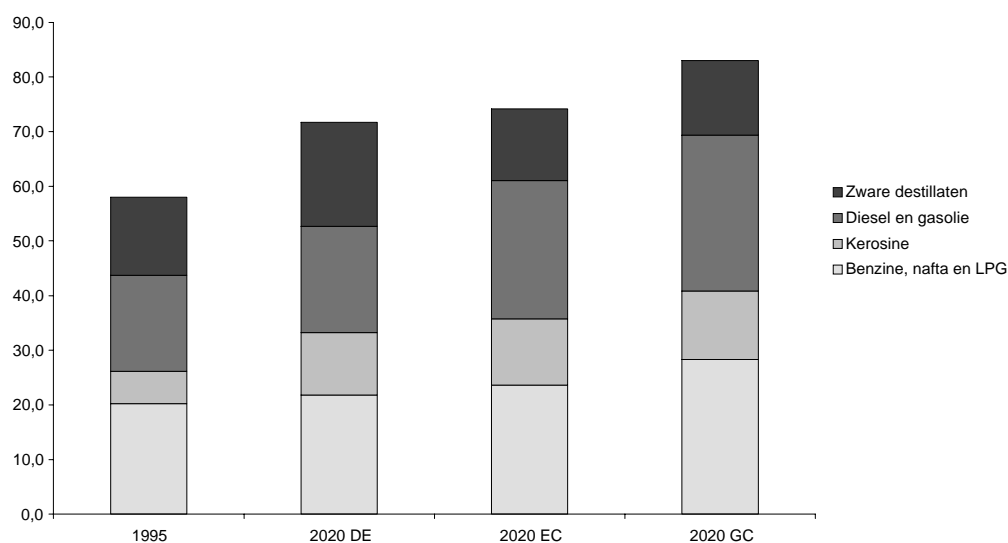
3.4 Raffinaderijen

Voor het berekenen van het energieverbruik van de raffinaderijen wordt de inname van ruwe olie plus zware olie als indicator voor de doorzet genomen. De doorzet cijfers zijn afgeleid uit CPB-inschattingen voor de invoer en uitvoer van olie en olie-produkten. Per saldo geven de scenario's een doorzetstijging aan van 18 tot 37% (zie Tabel 3.7).

Tabel 3.7 *Inname van ruwe olie en aardgascondensaat, 1995 en 2020*

	1995	DE	EC	GC
Doorzet ECN definitie [PJ]	2803	3304	3426	3844
Doorzet ECN-model [Mton]	65,6	77,4	80,2	90,0
Doorzet CBS-definitie [Mton]	62,5	73,7	76,4	85,7
Index (1995=100)	100	118	122	137

Naast de doorzet speelt ook de produktverdeling (zie Figuur 3.2) een belangrijke rol voor de energievraag. Voor de binnenlandse vraag (40% van de produktie) zijn er in de scenario's ontwikkelingen ingeschat voor de transportsector en de petrochemie. Met name is er sprake van een toenemende vraag naar diesel door het vrachtverkeer. De Nederlandse raffinaderijen produceren verder voor zo'n kleine 40% voor het buitenland en 20% voor bunkering door zeeschepen en vliegtuigen. De vraag naar bunkering is afgeleid uit de ontwikkelingen van de transportsector. Hier is door het toenemend luchtverkeer een forse groei van de vraag naar kerosine voorzien. Het aandeel van bunkering in de totale produktie neemt dan ook toe. Voor de overige export is meestal een met Nederland vergelijkbare ontwikkeling voorzien. Alleen in het DE scenario, waar Europa niet te maken krijgt met goedkoper aardgas, is in 2020 nog een aanzienlijke export van zware olie produkten voorzien.

Figuur 3.2 *Productiepakket raffinaderijen, [Mton]*

Een derde factor die van belang is, is de ontwikkeling van de soort ruwe olie die aangeboden wordt. Wereldwijd wordt verwacht dat het ruwe oliepakket op termijn zwaarder gaat worden. Voor West Europa wordt dit effect nog versterkt door een afnemend aanbod van lichte Noordzee-olie. Binnen de scenario's krijgt het DE-scenario, mede door de afzetmogelijkheden voor zware olie het zwaarste pakket. In het EC-scenario waar de prijzen (zonder CO₂-heffing) het laagst zijn, wordt zoveel mogelijk gestreefd naar een licht crude pakket (zie Tabel 3.8).

Tabel 3.8 *Verwerkte soorten ruwe olie [Mton], 1995 en 2020*

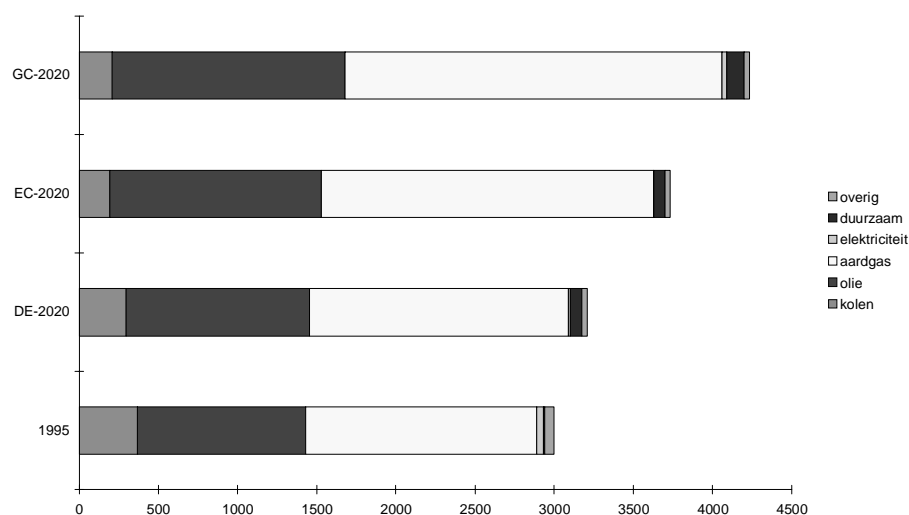
	1995 (model)	DE	EC	GC
Licht (0,4%S)	31	21	21	21
Middelzwaar (1,4%S)	19	26	44	44
Zwaar (2,9%S)	16	30	15	24
Gemiddeld zwavelgehalte [%]	1,3	1,7	1,4	1,5

De tendens naar diepere conversie zet zich in de scenario's door. Zo verdubbelt in de scenario's het gebruik van installaties, als hycon en flexicoker. Daarnaast is er afhankelijk van het scenario een forse stijging van de opwerkingscapaciteit voor vacuüm gasolie. In tegenstelling tot de oude katalytische kraakinstallaties wordt nu gekozen voor het kraken onder toevoeging van waterstof (hydrocracking). Dit heeft als voordeel dat de olieproducten direct ontzwaveld worden en dat er een betere kwaliteit diesel en kerosine geproduceerd wordt. Daarnaast vindt er meer dan een verdubbeling plaats van de capaciteit om zwavel uit de olieproducten te halen. Voor een deel heeft dit te maken met de eis van schonere diesel die in 1996 is ingegaan, voor een deel met verschuivingen in het productiepakket en voor een deel met het gebruik van ruwe olie met meer zwavel. De doorzet, het type verwerkte crude, het soort installaties dat beschikbaar is en het productiepakket zijn belangrijke parameters voor het bepalen van de energievraag van de sector. Verder is rekening gehouden met de milieu-eisen aan de sector, zoals de eisen en de afspraken over de SO₂-emissie en de meerjarenafspraken over verbetering van de energie-efficiency met 10% en een voortzetting daarvan na het jaar 2000 (ingezet op nogmaals 10% in de periode 2000-2020).

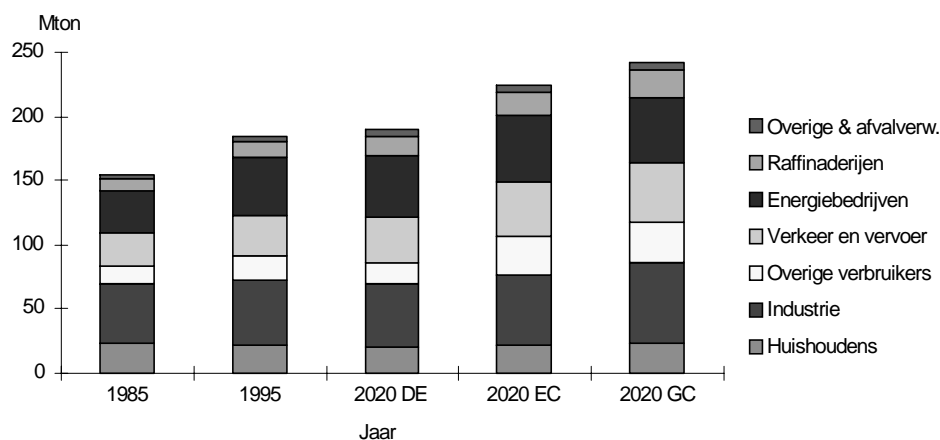
In het DE-scenario is, mede door het hoge aandeel zware stookolie in het productiepakket, sprake van een daling van het brandstofgebruik per verwerkte hoeveelheid crude. In EC is er een stabilisatie. Hier worden de verschuivingen in het productiepakket en het crude pakket opgevangen door efficiency verbeteringen. In GC is er, mede door het zwaardere crude pakket, een stijging.

3.5 Overzicht energiegebruik en CO₂-emissies

De verhandelingen over energievraag en -aanbod in dit en het vorige hoofdstuk leiden tot een totaal binnenlands verbruik dat is weergegeven in Figuur 3.3.



Figuur 3.3 Totaal binnenlands verbruikssaldo [PJ]



Figuur 3.4 CO₂-uitstoot in Mton per sector³

De ontwikkeling van de CO₂-emissies is weergegeven in Figuur 3.4. Opvallend is dat de CO₂-uitstoot bij de energiebedrijven in GC niet evenredig meestijgen. Dit wordt vooral veroorzaakt doordat de stijging van de elektriciteitsproductie voornamelijk plaatsvindt door warmte/kracht bij de eindverbruiker en de raffinaderijen. De sterke schommeling

³ Deze cijfers zijn conform de getallen in de Nationale Milieuverkenning 4 [6]. De nieuwste methode komt voor DE op 183 Mton (i.p.v. 189), voor EC op 217 (i.p.v. 224) en voor GC op 233 (i.p.v. 241). Het bijbehorende cijfer voor 1995 is 180 Mton (i.p.v. 186).

bij de overige verbruikers wordt veroorzaakt door de land- en tuinbouwsector die het in het DE-scenario economisch slecht doet.

Voor de berekening van de CO₂-emissie is hier de IPCC methodiek gebruikt³. Onlangs is door nauwkeuriger te kijken naar de levenscyclus van koolstofhoudende grondstoffen (o.a. nafta) een betere methodiek ontwikkeld. Deze levert in 1995 een 6 Mton lagere uitstoot op. Aangezien deze correctie in de andere jaren een vergelijkbaar effect zou hebben, heeft dit geen invloed op de CO₂-trend [6].

De doelstelling van 3% emissiereductie in 2000 t.o.v 1990 wordt in alle drie de scenario's overschreden. De emissies in DE (189), EC (183) en GC (197) liggen 13 tot 17% hoger dan het doel van 168 Mton. In DE stijgt de emissie daarna nog wat door tot 194 Mton in 2010 waarna er een daling is tot de 2000 waarde in 2020. In de andere scenario's is er sprake van een stijging.

4. VARIANTEN MET EXTRA BELEID

4.1 Overzicht beleidsvarianten

In de referentiescenario's GC, EC en DE, zoals beschreven in het vorige hoofdstuk, is het bestaande beleid per begin 1997 ingezet. Bestaand beleid betekent dat het is uitgewerkt in concrete maatregelen en (zo goed als zeker) van kracht zal zijn de in beschouwde periode 1995-2020. Ondanks de inzet van veel nieuw beleid sinds begin jaren negentig worden in deze scenario's de volgende knelpunten ervaren:

- het besparingstempo uit de Derde Energienota wordt niet altijd gehaald,
- zonder verplichtstelling wordt het 10% aandeel voor duurzame bronnen niet gehaald,
- als gevolg van voorgaande punten, stijgende broeikasgas-emissies,
- inpassing van warmte/kracht-koppeling en duurzame bronnen in de elektriciteitsvoorziening stuit op grenzen,
- toenemende afhankelijkheid van buitenlands aardgas,
- de effecten van marktwerking zijn nog onduidelijk.

In enkele beleidsvarianten zijn extra beleidsmaatregelen ingezet ter vermindering van de energievraag en/of vergroting van het aandeel duurzame energie. De overige genoemde knelpunten zijn niet expliciet beschouwd in deze extra beleidsvarianten.

De volgende varianten zijn doorgerekend:

- verhoogde heffingen (varianten 1 en 2),
- heffing + selectieve stimulering,
- regulering/normen,
- investeringssteun.

Al deze varianten bouwen voort op het referentiescenario GC, echter telkens met de nadruk op een ander type instrument. Hiermee wordt een vergelijking mogelijk tussen de effecten van de verschillende beleidsinstrumenten. Als basis is het GC-scenario gekozen, omdat de knelpunten hier het meest pregnant naar voren komen.

4.2 Heffingsvarianten

Uitgangspunten

Er zijn, in samenwerking met het CPB (zie [10]), twee heffingsvarianten op het eerder ontwikkelde GC-scenario doorgerekend voor de commissie Vergroening Belastingstelsel. In de eerste variant worden de huidige WBM- en REB-heffingen verdubbeld. De verhoogde REB geldt voor klein en middelgroot verbruik, bij gas de a-schijf tot 170.000 m³ en bij elektriciteit verbruik tot 50 MWh. De verhoogde WBM-heffing geldt voor de a- tot en met de c-schijf; echte grootverbruikers blijven de huidige WBM-heffing betalen. In de tweede variant wordt alleen een driedubbele REB-heffing toegepast op het echte kleinverbruik (tot 5000 m³ gas en tot 10.000 kWh per jaar).

Het CPB heeft de mutaties aan de vraagzijde bepaald t.g.v. het invoeren van de heffingen [10]. De mutaties aan de aanbodzijde zijn bepaald door ECN. Het betreft in beginsel drie effecten:

- het effect van de heffingen op de penetratie van duurzame bronnen,
- het effect van de heffingen op de penetratie van andere aanbod-opties: stadsverwarming, warmtepompen, warmte/kracht, etc.,
- de doorwerking van de lagere vraag en het grotere duurzame vermogen op het conventionele energie-aanbod (warmtevraag voor warmte/kracht-koppeling, ruimte voor nieuwe centrales, elektriciteitsstarieven, etc.).

Zoals bekend hoeft in de huidige REB-regeling geen heffing afgedragen te worden over met duurzame bronnen opgewekte elektriciteit (wind, waterkracht en fotovoltaïsch). Verondersteld is dat deze bestaande REB-regeling niet geldt voor de verhoging van de REB in de heffingsvarianten. Hiermee wordt voorkomen dat b.v. windvermogen op land, met toekomstige kosten van mogelijk 12 ct/kWh, bij een verhoogde heffing een extra vergoeding zou krijgen van 6 of zelfs 9 ct/kWh. Het aanbod van duurzame energie wordt dus niet direct beïnvloed door de hogere REB-heffingen. In de definitie van duurzame energie uit de Derde Energie Nota [5] is echter ook de bijdrage van warmtepompen begrepen; omdat deze optie wel (sterk) kan reageren op de heffingen, is er toch een effect op de bijdrage van duurzame bronnen te verwachten.

Verder geldt de verhoogde WBM-heffing niet voor de gasprijs-schijven die relevant zijn voor centrales. De hogere WBM-heffing leidt dus niet tot duurder conventioneel opgewekte elektriciteit, waardoor duurzame elektriciteit beter zou kunnen concurreren. Slechts op indirecte wijze, b.v. via restricties vanwege inpassing in de elektriciteitsvoorziening, is er mogelijk een effect van de heffingen op duurzame elektriciteitsproductie.

Resultaten

In Tabel 4.1 worden de resultaten t.a.v. het energie-aanbod voor beide heffingsvarianten afgezet tegen die in het GC-referentiescenario.

Tabel 4.1 Resultaten energie-aanbod in de heffingsvarianten (t.o.v. GC)

	2010			2020		
	GC	Heffing 1	Heffing 2	GC	Heffing 1	Heffing 2
Totaal Verbruik [PJ]	3697	-83	-79	4235	-91	-82
Mutatie [%]	x	-2,2	-2,1	x	-2,1	-2,0
Aandeel duurzaam	3,1	3,1	3,2	4,0	4,0	4,0
CO ₂ -emissie [Mton]	218 ⁴	-3,8	-3,6	241 ³	-5,1	-4,6
Elektriciteit:						
- finaal verbruik [PJ _e]	474,0	-2,2%	-2,1%	639,8	-2,6%	-2,6%
- totaal vermogen [MWe]	27730	-3,4%	-3,4%	37870	-2,4%	-2,4%

Het totale verbruik neemt af met rond de 2% in beide varianten en in beide zichtjaren. De brandstof-mix verandert iets omdat relatief sterk op aardgas wordt bespaard. De bijdrage van duurzaam blijft zo goed als onveranderd vanwege de gekozen uitgangs-

⁴ Conform Nationale Milieuverkenning 4 [6]; De nieuwste methodiek komt tot 210 resp. 233 Mton.

punten. Met name in variant 2, met een zeer hoge heffing bij de echte kleinverbruikers, wordt de besparing vooral bereikt bij huishoudens. Opvallend is dat de besparing bij huishoudens toeneemt in de tijd, maar bij overige verbruikers (inclusief tuinbouw en bouw) afneemt.

Het elektriciteitsverbruik neemt in 2010 even sterk (2,2%) af als het totale verbruik; in 2020 is de afname in verhouding groter (2,6%). De afname bij elektriciteit is de resultante van besparing op finaal elektriciteitsverbruik en extra verbruik van besparings-opties, zoals elektrische warmtepompen en warmteterugwinning.

Bij stadsverwarming is er, evenals bij de bestaande REB, een klein positief effect aanwezig van de hogere heffingen. Via het niet-meer-dan-anders principe stijgt de verkoopprijs van warmte mee met de hoogte van de heffing op gas; het gas voor stadsverwarming valt echter slechts voor een deel onder de heffingen. Bij elektrische warmtepompen voor ruimteverwarming is het van groot belang of de verhoogde heffing ook geldt voor het elektriciteitsverbruik van deze besparende/duurzame techniek. Dit is hier niet verondersteld, waardoor de concurrentiepositie t.o.v. gasgestookte systemen een stuk verbetert.

Bij warmte/kracht treden geen mutaties op in de heffingsvarianten. In heffingsvariant 2 met een driedubbele REB verandert alleen de gasprijs voor het echte kleinverbruik; dit heeft slechts effect op de warmtevraag bij huishoudens en kleine bedrijven. De voor warmte/kracht-koppeling relevante warmtevraag en de gasprijzen voor warmte/kracht-koppeling zullen dus niet veranderen t.o.v. het GC-scenario. In deze variant is dus geen mutatie bij warmte/kracht-koppeling te verwachten.

In de eerste heffingsvariant gelden geen heffingen voor de range van het gasverbruik die gebruikelijk is bij bedrijven die grootschalige warmte/kracht-koppeling exploiteren. Er is dan dus geen effect op grootschalige warmte/kracht-koppeling. Bij kleine warmte/kracht-koppeling-installaties zal de gasprijs voor de referentie gasketel wel iets hoger worden door de verdubbelde WBM-heffing (ongeveer 2 ct/m³ tot een afname van 10 mln m³). De hogere REB geldt echter alleen voor de a-schijf, welke bij de meeste kleinschalige warmte/kracht-koppeling-situaties nauwelijks relevant is. De gasprijs voor kleine warmte/kracht-koppeling-installaties is gekoppeld aan die voor centrales (d-schijf), waar de hogere WBM-heffing niet geldt. Kleinschalige warmte/kracht-koppeling wordt al met al dus iets rendabeler door de hogere gasprijs voor het referentiesysteem. Hier is vanwege de kleine te verwachten effecten geen aparte berekening uitgevoerd.

4.3 Heffing en selectieve stimulering

4.3.1 Aanpak optimale stimulering

De commissie Vergroening Belastingstelsel heeft ECN-Beleidsstudies gevraagd een extra variant uit te werken, uitgaande van de eerste heffingsvariant (met verdubbelde REB- en WBM-heffing). Hierin is een z.g. "positieve prikkel" voor bepaalde besparingsmaatregelen en duurzame opties aanwezig. Naast de "negatieve prikkel" van de verhoogde heffing wordt hier dus ook gewerkt met een beloning voor extra besparing

of duurzaam aanbod. De stimulering krijgt bij verbruikers de vorm van een (tijdelijke) vrijstelling van het betalen van een deel van de extra heffing. Het bedrag van de vrijstelling hangt af van de getroffen besparingsmaatregel. Bij duurzame bronnen wordt gewerkt met een bepaalde extra vergoeding per kWh. Bij de uitwerking van de regeling is gemikt op *selectie* van de meest effectieve opties, die de hoogste besparing op primaire energie bereiken per gld stimuleringsgeld (uitgedrukt in MJ/gld). De commissie heeft aangegeven dat een deel (ongeveer 500 mln gld per jaar) van de totale heffingsopbrengst mocht worden ingezet voor deze selectieve stimulering. Hier wordt volstaan met een korte beschrijving van de aanpak en de resultaten. Een veel uitvoeriger beschrijving is te vinden in het achtergronddocument behorend bij dit rapport [3].

De mogelijke besparingen bij eindverbruikers zijn bepaald met behulp van het SAVE-model [11,12,13,14], waarin de penetratie van de opties bepaald wordt door de hoogte van de energieprijzen (inclusief heffingen) en de hoogte van de (meer)investering in een besparende optie. De meer-investering kan verminderd worden met behulp van de selectieve stimulering.

Selectie van opties

De selectie van meest effectieve besparingsopties heeft als volgt plaatsgevonden. Allereerst zijn opties met relatief weinig 'free riders' geselecteerd. Dat wil zeggen dat opties waarvan de *extra* penetratie als gevolg van de generieke stimulering relatief klein is, worden uitgesloten. Op deze wijze worden vooral opties die 'op de wip' van doorbreken zitten gestimuleerd. Verder wordt als effectiviteitscriterium gehanteerd dat de extra besparing per gulden stimulering groter moet zijn dan 40 MJ/gld. Het beschikbare budget van 500 miljoen bepaalt vervolgens de hoogte van de stimulering: die blijkt te liggen op 40% van de meerinvestering.

Ook bij de stimulering van duurzame bronnen wordt vooral gekeken naar de mate waarin een bepaalde steun een optie 'rendabel' kan maken en naar de free-rider effecten. Daarom krijgt b.v. wind op land geen extra steun, maar wind op zee wel. De steun vindt plaats in de vorm van een bijdrage per geproduceerde kWh. Het distributiebedrijf draagt, als inner van de heffing, minder af aan de overheid naar rato van de hoeveelheid duurzame energiewinning.

De extra stimulering zal ook de kosten van bestaande stimuleringsmaatregelen verhogen, en daarmee ook beslag leggen op geld dat anders mogelijk gebruikt zou worden voor verlaging van belasting op arbeid. Daarom is de extra uitgave bij andere stimuleringsregelingen, t.g.v. de hier beschouwde nieuwe regeling, ook ten laste gebracht van het budget van 500 mln.

In Tabel 4.2 zijn de resultaten t.a.v. de besparingsopties weergegeven. Zoals gezegd, deze stimuleringsvariant is uitgevoerd ten opzichte van het GC-scenario *met* heffing 1 uit de vorige paragraaf.

Tabel 4.2 *Besparingen in de variant 'selectieve stimulering', t.o.v. het GC-scenario met heffing 1*

	2010	2020
Huishoudens		
- besparing [PJ primair]	17	23
- stimulering [mln gld/jaar]	200	180
- effectiviteit [MJ/gld]	90	130
Utiliteitsbouw		
- besparing [PJ primair]	19	32
- stimulering [mln gld/jaar]	120	50
- effectiviteit [MJ/gld]	150	710
Productiebedrijven		
- besparing [PJ primair]	14	24
- stimulering [mln gld/jaar]	70	140
- effectiviteit [MJ/gld]	210	170

Bij deze tabel kan een aantal opmerkingen gemaakt worden. Het besparingseffect neemt toe in de tijd, maar niet evenredig met de tijd vanaf 2000. Een eerste oorzaak ligt bij de stijgende gasprijzen en de dalende kosten van besparingsopties; hierdoor neemt, zonder de steun, de penetratie van de opties al toe in de tijd en is er minder ruimte voor verdere penetratie. Het relatief afnemende potentieel van besparingsopties in de loop der tijd zou ook moeten leiden tot een dalend beslag op stimuleringsgelden. Er vindt echter een uitsmering in de tijd plaats doordat bij sommige opties er pas na 2010 gelegenheid ontstaat om een optie (met stimulering) in te zetten. Ook gaat het stimuleringsbudget in toenemende mate zitten in vervangen van een versleten efficiënte optie door een nieuwe even efficiënte optie. Dit kost dus stimuleringsgeld zonder dat het extra besparing oplevert.

Huishoudens

Opties die niet aan het effectiviteitscriterium van 40 MJ/gld voldoen, zijn de zuiniger CV-pomp, de gascombi i.p.v. elektrische boiler, hot-fill wasmachines en de geavanceerde vaatwasser. Opties met een beperkte toename van de penetratie maar wel effectief zijn de geavanceerde/efficiënte gasgestookte droger en de geavanceerde wasmachine. Daarnaast is er een groot aantal opties waarbij de effectiviteit van stimulering in termen van besparing per gulden stimulering matig is; hiervan hebben vooral de elektrische warmtepomp voor warm water en die voor ruimteverwarming wel een groot toepassingspotentieel.

Utiliteitsbouw

De vanuit effectiviteit van stimulering meest aantrekkelijke opties in de verschillende Utiliteitssectoren zijn: dakisolatie, spouwmuurisolatie, vloerisolatie, dubbel glas, warmteterugwinning, elektrische warmtepomp, efficiëntere warm tapwater apparatuur, nog efficiënter koken (na 2000), verlichtingscontrole, TL-lampen met reflectie, speed control pompen, speed control ventilatie, nieuwe koeltechnologie (na 2000).

Bij Utiliteit vindt relatief veel stimulering van isolatie plaats. Dit levert zeer langdurig besparing op na een eenmalige forse stimulering. De effectiviteit van de selectieve stimulering neemt toe in de tijd, doordat in latere zichtjaren geprofiteerd wordt van besparing met maatregelen, waarin in eerdere zichtjaren m.b.v. stimulering is geïnvesteerd. Vanwege de grote na-ijl effecten is de effectiviteit van de stimulering ook beschouwd over de gehele periode 2000-2020. Wordt de besparing in 2020 gerelateerd aan het gemiddelde stimuleringsbedrag over de gehele periode dan is de effectiviteit 340 MJ/gld (i.p.v. 710 MJ/gld in de laatste jaren tot 2020).

Productiebedrijven

Aangezien de stimulering de vorm heeft van een vrijstelling van het betalen van een deel van de extra heffing, wordt bij een klein aantal bedrijven, die echter een groot deel van het verbruik voor hun rekening nemen, het marginale tarief niet beïnvloed door de heffingen. De heffings- en stimuleringsvarianten hebben dus maar betrekking op een relatief klein deel van het energieverbruik van de industrie. Het grootste deel van de besparingsopties bij productiebedrijven wordt ook ingevoerd bij afwezigheid van stimulering, zodat een algemene regeling relatief veel free-riders zal aantrekken. De opties die wel aan de criteria voldoen zijn met name:

- chemie: warmteterugwinning, procesintegratie, warmtepompen/mechanische damprecompressie en diverse procesverbeteringen,
- voeding, papier: verbeterde droogtechnieken (mechanisch, stoomdrogen, direct drogen), procesintegratie, warmteterugwinning, warmtepompen en diverse procesverbeteringen,
- landbouw: betere ketels, condensoren, warmtepompen, zonneboilers en warmtegebruik uit CO-bemesting,
- bouwmaterialen: warmteterugwinning rookgassen ovens, procesoptimalisatie en efficiënte ventilatie,
- basismetaleel: warmteterugwinning, hot connection, dungieten en warmtepompen,
- bouw, landbouw: hydraulische aandrijving voertuigen/werktuigen,
- verwerkende industrie: gebouwopties zoals isolatie, warmteterugwinning ventilatie, betere ketels en restwarmte benutting.

Duurzame energie

Het gaat in de selectieve steun variant om technieken, die nog niet grootschalig gepetreed zijn en juist met een extra selectieve steun over de drempel worden geholpen. In dit kader lijkt wind op land dus een minder in aanmerking komende techniek. Hier van is in het basis-scenario reeds 3000 MWe aanwezig en extra stimulering zou vooral subsidiëring van 'bestaand' vermogen betekenen. Hetzelfde geldt voor afvalverbranding, waarbij bovendien nog het duurzame karakter van de productie ter discussie staat. Warmtepompen en zonneboilers worden hier niet beschouwd omdat ze reeds meegenomen zijn bij de besparingsopties.

Voor de andere opties zijn de effecten zo goed mogelijk ingeschat. Er is gekozen voor een aanpak analoog aan de huidige terugsluizing van de REB, d.w.z. er is onderzocht wat de effecten kunnen zijn van een extra subsidie van 2 cent/kWh. Een hoger bedrag leidt tot minder effectieve stimulering, een lager bedrag geeft te kleine effecten. De hier geschatte effecten zijn overigens minder 'hard' dan die bij besparingen.

De resultaten worden per optie gegeven in Tabel 4.3 voor 2020.

Tabel 4.3 *Resultaten selectieve stimulering voor duurzame opties in 2020*

	Elektriciteits- productie	Uitgespaarde fossiele brandstof	Stimulerings- kosten ¹	Effectiviteit ¹
	[PJ _e]	[PJ]	[Mln gld]	[MJ/gld]
Wind op zee	1,7	3,5	28 (42)	125 (80)
Waterkracht	0,2	0,4	6 (8)	70 (55)
Zon-PV	0,35	0,7	12 (19)	60 (40)
Biomassa	3,0	6,1	22 (54)	280 (110)
Totaal opties	5,25	10,7	68 (123)	160 (90)

¹ tussen haakjes incl. beslag op andere stimuleringsregelingen

Bij wind op zee en zon-PV gaat het vooral om het naar voren halen van investeringen. Het wind op zee vermogen stijgt van 500 naar 750 MW, het PV-vermogen van 500 naar 600 MW. Het waterkracht-vermogen neemt iets toe, van 52 naar 67 MW. Bij biomassa gaat het om mestvergisting en energieteelt.

Vergelijking met Tabel 4.2 leert dat de gemiddelde effectiviteit bij duurzame bronnen in het algemeen relatief laag is, enerzijds door de free rider-effecten van stimulering van reeds aanwezig vermogen in de base-case, en anderzijds doordat de stimulering nog niet leidt tot een echt rendabele toepassing op wat kortere termijn. Het eerste is vooral het geval bij waterkracht en zon-PV. Het tweede geldt vooral voor energieteelt, zon-PV en wind op zee; hier wordt eigenlijk pas na 2010 een rol verwacht.

Totale besparing

De totale besparing bedraagt 54 PJ in 2010 en 90 PJ in 2020. De stimulering vereist 420 mln in 2010 en 490 mln in 2020. De resulterende daling van de CO₂-uitstoot bedraagt 3,0 Mton in 2010 en 5,1 Mton in 2020. Dit zijn de effecten t.o.v. GC met heffing 1. In Tabel 4.4 zijn de totale effecten t.o.v. van GC van deze variant weergegeven.

Tabel 4.4 *Resultaten selectieve stimuleringsvariant*

	2010		2020	
	GC	sel. stim.	GC	sel. stim.
Totaal Verbruik [PJ]	3697	-133	4235	-160
Mutatie [%]	x	-3,6	x	-3,8
Aandeel duurzaam	3,1	3,3	4,0	4,4
CO ₂ -emissie [Mton]	218 ⁵	-7	241 ⁵	-10
Elektriciteit:				
– finaal verbruik [PJ _e]	474,0	-3,8%	639,8	-2,5%
– totaal vermogen [MWe]	27730	26910	37870	37220

⁵ Conform Nationale Milieverkening 4 [6]; De nieuwste methodiek komt tot 210 resp. 233 Mton.

Uitvoeringsproblemen

Er zijn, ondanks de selectie, toch veel free-riders die ook zonder de stimulering zouden hebben geïnvesteerd in besparingsopties. Verder gaat het stimuleringsbudget in de loop van de jaren in toenemende mate zitten in het vervangen van een versleten efficiënte optie door een nieuwe even efficiënte optie. Een oplossing voor dit probleem is het regelmatig aanpassen van de lijst met toegelaten opties of een verdere selectie naar toepassing, etc. Hierdoor kan een hoog niveau van effectiviteit behouden blijven. Een andere oplossing, m.n. bij duurzame bronnen, is een subsidie op de investering in plaats van op de geproduceerde kWh's. Hierdoor wordt het gemakkelijker om alleen het laatste (nu nog onrendabele) gedeelte te subsidiëren. De effecten van deze verdere optimalisatie zijn hier niet nader onderzocht.

Effectiviteit instrument selectieve stimulering

Hiervoor zijn resultaten gepresenteerd aangaande het berekende effect van de selectieve stimulering. T.a.v. de werkelijke effectiviteit van het instrument kan men zich afvragen welke marges in de praktijk gehanteerd moeten worden in de hier te presenteren besparings- en reductiecijfers. De kritische kanttekeningen komen voort uit de z.g. 'principal agent theorie' volgens welke niet-generieke sturingsmaatregelen maar deels effectief zijn omdat de overheid niet alle informatie heeft over de werkelijke mogelijkheden van alle verbruikers om te reageren op bepaalde stimuleringsmaatregelen.

Wat betreft de asymmetrische informatie bij gericht beleid kan het volgende opgemerkt worden.

- Met name bij kleine verbruikers, waar het in deze varianten om gaat, is het niet zo dat de verbruiker de beste informatie heeft over de (rendabele) besparingsmogelijkheden. Kennisverwerving over de vele opties met ieder een beperkte opbrengst kost immers veel tijd en moeite (in het jargon: hoge transactiekosten). Een overheid kan, via het inschakelen van dicht bij de verbruiker staande intermediaire organisaties, betere informatie hebben dan de kleinere verbruiker zelf. Dat deze laatste dit beseft blijkt uit het gesignaleerde effect dat verbruikers een besparingsoptie toepassen bij subsidiëring, niet vanwege de subsidie zelf, maar vanwege het feit dat er subsidie op zit. M.a.w. subsidie is een soort garantie voor de kleinere verbruiker dat het een goede optie is.
- Voor gericht beleid is in principe meer informatie nodig, met name om te voorkomen dat wel beschikbare opties ten onrechte niet gestimuleerd worden. Het stimuleren van opties die in de praktijk niet blijken aan te slaan is minder erg omdat in dat geval ook geen beroep wordt gedaan op stimuleringsgeld.
- Het is dan ook voorstelbaar om te anticiperen op enkele tegenvallende opties door op voorhand meer opties te stimuleren dan eigenlijk overeenkomt met het budget. Daarmee wordt onderbenutting van het budget voorkomen en een grotere besparing bereikt.

Wat betreft de noodzaak tot voortdurende aanpassing van de regeling valt het volgende op te merken. Een effectieve stimulering vereist een intensieve monitoring van de bereikte resultaten. De kosten hiervan zijn echter niet onoverkomelijk. Bij de selectieve stimulering gaat het om een totaal stimuleringsbedrag van 500 mln per jaar. Indien b.v. slechts 1% hiervan besteed zou worden aan monitoring kan dit, gelet op b.v. de huidige kosten van BAK- en BEK-monitoring, zeer veel informatie opleveren.

Tenslotte zijn bij de inschatting van het werkelijk effect van selectieve stimulering nog de volgende overwegingen van belang:

- Er is uitgegaan van een voorzichtige inschatting van de reactie van verbruikers op selectieve stimulering. Toch zal in de praktijk de stimuleringsmaatregel waarschijnlijk effectiever zijn omdat het financiële voordeel ineens beschikbaar komt. Bij de heffing komt het voordeel pas in de loop der tijd, in de vorm van een lagere energierekening, beschikbaar. Vanwege de tijdsvoorkeur is dit gespreide voordeel, in de ogen van de verbruiker, minder waard dan het voordeel ineens van de stimulering. Daarnaast kan nog opgemerkt worden dat een directe bijdrage aan de investering het probleem van de kapitaalbeschikbaarheid vermindert.
- Het is mogelijk nog meer te besparen met hetzelfde budget door nog selectiever te stimuleren, b.v. met per jaar en per optie variërende percentages. Naar schatting kan dit nog 10% extra besparing opleveren bij hetzelfde budget.

Al met al mag een effect van selectieve stimulering verwacht worden dat aan de bovenkant ligt van de marge tussen de waarde voor de selectieve case en die voor de generieke case.

4.4 Reguleringsvariant

Uitgangspunten

In de reguleringsvariant is het centrale uitgangspunt de verplichtstelling van alle kosteneffectieve energiebesparingsmaatregelen. Een belangrijk aspect hierbij is dat er gewerkt wordt met norm- en doelvoorschriften (er wordt aangegeven wat bereikt moet worden) en niet met middelvoorschriften (er wordt niet aangegeven welke methode moet worden gebruikt). Dit wordt voor de verschillende terreinen nader uitgewerkt.

Voor de huishoudsector wordt gekozen voor een verdere aanscherping met ongeveer 13% (leidend tot een een EPN van 0,9 in 2020) van de Energie Prestatie Norm (EPN), voor het stellen van energie prestatienormen bij renovatie en voor het stellen van EU-eisen aan de efficiency van bepaalde elektrische apparatuur.

Bij de productiebedrijven kan slechts een klein stukje van het verbruik via een EPN-achtige aanpak beïnvloed worden. Voor deze sectoren wordt daarom (ook) gewerkt met voortzetting van in het jaar 2000 aflopende MJA's in aangescherpte vorm (de aanscherping heeft de vorm gekregen van een halvering van de vereiste rentabiliteit in % op de meerinvestering voor energiebesparing). Indien nodig kan dit ook via vergunningverlening afgedwongen worden. Het staat de bedrijven verder vrij of dit via energiebesparing of bijvoorbeeld met meer warmte/kracht-koppeling behaald wordt. Een belangrijk aspect is dat energiebesparing als milieu-eis gezien wordt. Per saldo betekent dit dat uitgegaan wordt van de 'beste beschikbare technieken' waarbij de baten niet altijd de kosten hoeven te dekken.

Voor de utiliteitsbouw/dienstensector wordt gekozen voor een EPN-achtige aanpak. Daarnaast zullen hier o.a. via bouw- of vergunningvoorschriften ook voor elektrische apparatuur gebruiksnormen gesteld worden. Het gaat hierbij bijvoorbeeld over eisen aan klimaatregeling en ventilatie, verlichting en koelapparatuur.

Het wordt in deze variant niet haalbaar geacht om het gebruiken van restwarmte verplicht te stellen. Wel wordt verondersteld dat het voor de grotere nieuwbouwlocaties verplicht wordt om middels energie-infrastructuur nog eens 10% extra te besparen. Er is geen verplichting verondersteld om ook in de bestaande bouw een zuiniger energie-infrastructuur aan te leggen. Voor duurzame energie wordt uitgegaan van een verplicht aandeel duurzaam gekoppeld aan de energieleveringen via het distributiebedrijf. Het ligt voor de hand dat deze hierbij naar de goedkoopste opties zullen kijken.

Mutaties t.o.v. het GC-scenario

De belangrijkste resultaten van de reguleringsvariant staan vermeld in Tabel 4.5. Bij duurzame energie is nog een verder onderscheid gemaakt naar wel of geen verplichte afname van duurzaam opgewekte elektriciteit. Hierbij kunnen de volgende opmerkingen worden gemaakt.

Bij de aanscherping van de MJA's voor bedrijven is er vanuit gegaan dat de investering terugverdiend wordt binnen een redelijke termijn; hierbij kan de rentabiliteit echter wel lager uitvallen dan voor andere bedrijfsinvesteringen. Per saldo wordt 10 PJ in 2010 en 15 PJ in 2020 extra bespaard. Omdat het niet mogelijk is om overall een effectief reguleringsbeleid te voeren, blijft een gedeelte van het 'rendabele' potentieel, met name in de land- en tuinbouw, buiten beschouwing. De kosten zijn beperkt tot die van monitoring (minder dan 100 mln/j).

Tabel 4.5 *Resultaten reguleringsvariant (t.o.v. GC-scenario)*

	2010			2020		
	GC	10% DE	<10% DE	GC	10% DE	<10% DE
Totaal Verbruik [PJ]	3697	-137	-137	4235	-154	-154
Mutatie [%]	x	-3,7	-3,7	x	-3,6	-3,6
Aandeel duurzaam	3,1	4,4	3,5	4,0	9,2	4,6
CO ₂ -emissie [Mton]	218 ⁶	-10	-8	241 ⁶	-20	-10
Elektriciteit:						
– finaal verbruik [PJ _e]	474,0	+0,3%	+0,3%	639,8	+0,2%	+0,2%
– totaal vermogen [MWe]	27730	27750		37870	40960	
Kosten [mln gld/jaar]		>350	>200		>1200	>350

In de huishoudsector bedraagt de besparing op primair verbruik ongeveer 100 PJ in 2010 en 115 PJ in 2020, waarvan ruim 20% door de zuiniger huishoudelijk apparatuur. Dit wordt, naast aanscherping van de EPN voor nieuwbouwwoningen, bereikt door ook eisen te stellen aan de isolatiegraad bij verbouw/renovatie van bestaande woningen. Daarnaast mag de standaard CV-ketel door rendementseisen na 2000 niet meer toegepast worden (o.a. vervangen door VR- en HR-ketels). De EU-eisen gelden voor een vijftal apparaten die relatief veel energie verbruiken. In principe zijn alle besparingsopties waarvan, gerekend met 8% rente en afschrijving over de gehele levensduur, de baten hoger zijn dan de kosten verplicht gesteld.

⁶ Conform Nationale Milieuverkenning 4 [6]; De nieuwste methodiek komt tot 210 resp. 233 Mton.

In de utiliteitssector betekent regulering een besparing op primair verbruik van 50 PJ in 2010 en 80 PJ in 2020 (dus inclusief bespaarde elektriciteit). De EPN heeft hierbij invloed op de isolatiegraad, de manier van ventileren, de keuzes bij koeling en energiezuinige verlichting. Ook worden er elektrische warmtepompen toegepast. De noodzakelijke investeringen verdienen zich in de tijd terug.

Met het verplicht gebruik van duurzame energie wordt gemikt op een aandeel >9% in 2020 in het totale verbruik en >4% in 2010. Mede gezien de situatie in het GC-scenario wordt de extra duurzame energie voor bijna de helft opgewekt door het stoken van geïmporteerde biomassa. Extra windenergie, afval en energieteelt dragen daarnaast ook substantieel bij. De extra kosten (incl. REB) lopen op van 200 mln in 2010 tot bij 1 mld in 2020.

Ook is uitgerekend hoe de situatie zou zijn als er geen verplichtstelling van het aandeel duurzaam was. Dat het percentage dan toch nog hoger uitkomt dan in het referentiescenario komt doordat de aangescherpte EPN's gedeeltelijk met duurzaam aanbod ingevuld zijn. Het betreft hier o.a. koude opslag, warmtepompen en zonneboilers.

T.a.v. warmte/kracht-koppeling is er enerzijds het negatieve effect van de kleinere warmtevraag, en anderzijds het positieve effect van verdergaande EPN (kleinschalig vermogen) en MJA's (grootschalig vermogen). De (onzekere) aannamen rond de invulling van EPN/MJA's zijn hierbij bepalend voor de uiteindelijke balans. Elektriciteit uit duurzame bronnen is voor een gedeelte aanbodvolgend; elektriciteit uit stadsverwarming en warmte/kracht-koppeling is grotendeels warmtevraagvolgend. Beide vormen van produktie zijn dus niet vrij inzetbaar op elk moment. Wegens het realiseren van het verplichte aandeel duurzame elektriciteit is hier verondersteld dat duurzame elektriciteit in situaties met een (te) groot aanbod voorrang krijgt boven warmte/kracht-koppeling-elektriciteit. De rentabiliteit van warmte/kracht-koppeling-vermogen neemt hierdoor iets af. Per saldo blijft het warmte/kracht-koppeling-vermogen gelijk aan dat in GC. Stadsverwarming wordt door de verdergaande isolatie minder aantrekkelijk. Er is hier verondersteld dat de daling van stadsverwarmingsvermogen tot 10% beperkt kan blijven door optimale afstemming van vraag en aanbod.

4.5 Investeringssteun-variant

Uitgangspunten

In 1996 heeft de Nederlandse overheid f 750 mln uit het Fonds Economische Structuurversterking uitgetrokken voor het 'CO₂-reductieplan'. Per saldo zou dit tot een structurele CO₂-reductie van 3 tot 5 Mton moeten leiden. Inmiddels is er besloten om het door de overheid te investeren bedrag per 1999 te verdubbelen, om zo een structurele emissiereductie van 6 tot 8 Mton te bereiken in 2010. Het gaat hierbij om het stimuleren van een energiezuinige infrastructuur, schone energiedragers op basis van duurzame energie en nieuwe technologie.

Dit initiatief is aanleiding geweest om een variant op te stellen waarin na 2000 jaarlijks 750 mln aan investeringssubsidies beschikbaar wordt gesteld voor het extra reduceren van de CO₂-emissies. Omdat het concreet aangeven van nieuwe technologische opties steeds moeilijker wordt op langere termijn, wordt hiervoor in de variant na 2010

geen geld meer uitgetrokken. Een van de doelstellingen van de forse investeringssteun is het overwinnen van de introductie-drempel; opties komen niet op de markt omdat ze te duur zijn, maar ze zijn te duur omdat ze niet in voldoende omvang op de markt penetreren. Omdat kostendalingen vaak veel tijd vragen moeten de over de drempel geholpen technieken soms nog beperkt ondersteund worden na 2010. Daarom wordt tot 2020 bij een aantal opties, middels subsidie op de meerinvesteringen, de penetratie verder gestimuleerd. Hiermee verbetert tevens de totale effectiviteit van de stimulering in deze variant.

Er is gekozen voor een vijftal bestedingsdoelen:

- a) Implementatie-subsidies voor specifieke nieuwe energieconversie- en besparings-technieken, om zo tot een snellere kostenreductie te komen (tot 2010).
- b) Ontwikkelingsimpulsen bij nieuwe perspectiefrijke productieprocessen (tot 2010). Hiertoe zijn een 20-tal installaties/opties geselecteerd waarvan de kosten nu nog hoog zijn, maar waar de mogelijkheden voor kostenreducties groot zijn. Verondersteld is dat een eenmalige impuls van 30 mln gld per optie het realisatietijdstip in de tijd naar voren haalt.
- c) Aanleg van energiezuinige energie-infrastructureur, met name warmtenetten.
- d) Stimulering van bepaalde vormen van duurzame energie, met name wind op zee en biomassa.
- e) Subsidie op de meerinvestering van een aantal specifieke besparingsmaatregelen.

Resultaten verbruik

De resultaten staan vermeld in Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Resultaten investeringsvariant (t.o.v. GC-scenario)

	2010		2020	
	GC	Invest. variant	GC	Invest. variant
Totaal Verbruik [PJ]	3697	-65	4235	-89
Mutatie [%]	x	-1,8	x	-2,1
Aandeel duurzaam	3,1	3,5	4,0	4,8
CO ₂ -emissie [Mton]	218 ⁷	-4	241	-7
Kosten [mln/gld p.j.]	x	+625	x	+300
Elektriciteit:				
- finaal verbruik [PJ _e]	474,0	+2,2%	639,8	+3,3%
- totaal vermogen [MWe]	27730	27950	37870	40940

In tegenstelling tot de heffings- en reguleringsvariant draagt de industrie nu ook redelijk bij aan de totale besparing op primair verbruik. Duurzame energie profiteert slechts beperkt van de grootscheepse investeringssteun, hoewel het als een van de bestedingscategorieën is gekozen. In de praktijk blijkt het echter moeilijk om duurzame opties te vinden die grootscheeps kunnen penetreren door ze over een kostendrempel te helpen. PV en energieteelt zijn daarvoor te ver verwijderd van rendabele

⁷ Conform Nationale Milieuverkenning 4 [6]; De Nieuwste methodiek komt tot 210 resp. 233 Mton.

toepassing; bij geïmporteerde biomassa zouden buitenlandse leveranciers ondersteund moeten worden bij hun investeringen; dit valt hier buiten de regeling. Bij warmtepompen is de aanpak wel goed mogelijk; mede hierdoor neemt het aandeel duurzaam enigszins toe. Dit gaat gepaard met een beperkte elektrificatie van de energievoorziening, zoals de toename van het finale elektriciteitsverbruik laat zien.

De combinatie van besparing (vooral op gas) en meer duurzame energie leidt tot een reductie van de CO₂-uitstoot met 1,5% in 2010 en 2,5% in 2020. Wat de penetratie van technieken betreft valt het volgende op te merken. In de industrie worden dezelfde technieken gestimuleerd als in de 'selectieve stimulering'-variant uit paragraaf 4.3. Daarnaast worden zogenoemde 'doorbraaktechnologieën' gestimuleerd, zoals dungieten van staal, impulsdrogen van papier, cyclone converter furnace voor ijzerproductie, geavanceerde ammoniakprocessen en verbeterde naftakraakprocessen en geavanceerde produktscheiding bij krakers. In de huishoudens profiteren de volgende opties: vacuüm koelkast en vriezer, elektrische warmtepompen, geavanceerde hot-fill wasmachine en wasdroger, geavanceerde gasdroger, triple glas en geavanceerde wasmachine. In de utiliteit zijn het naast de technieken die ook al in de 'selectieve stimulering'-variant uit paragraaf 4.3 worden gestimuleerd, enkele nieuwe technieken die een steun in de rug krijgen: driedubbel glas met speciale coating, geavanceerde isolatie van de bouwschil (o.a. vacuum isolatiepanelen, TIM (=transulent isolation materials)-muren), efficiëntere tapwater-apparatuur, extra isolatie en efficiëntere compressoren bij koeling, opslag van koude in de bodem en nieuwe verlichtingstechnologie.

Kosten en effectiviteit

Opvallend is dat het berekende effect gerelateerd aan het cumulatieve investeringsbedrag aanzienlijk lager is dan op grond van 'CO₂-reductieplan' verwacht zou worden (1,5 mld zou 6 tot 8 Mton per jaar moeten opleveren). Dit wordt o.a. veroorzaakt door de verschillende berekeningsmethodiek; uit een door ECN opgesteld eerste overzicht van concrete projecten blijkt b.v.:

- de feitelijke emissiereductie vindt soms niet plaats op Nederlands grondgebied,
- er wordt een afwijkend referentiesysteem gehanteerd t.a.v. elektriciteitsproductie,
- verbruik van energiedragers als grondstof blijkt volgens de nieuwe IPCC-definities te leiden tot een CO₂-emissie, waardoor geen reductie wordt bereikt.

Daarnaast wordt een jaarlijks effect geclaimd van reductie-projecten, die op kortere of langere termijn ook 'vanzelf' zouden gebeuren. Dit betekent dat de geclaimde reducties langzaam verdwijnen in de autonome ontwikkeling van het referentiescenario; er is dus steeds minder sprake van een extra reductie t.o.v. het GC-scenario. Dit effect treedt in de hier uitgevoerde berekeningen voor de investeringsvariant duidelijk op. Op zich behoeft dit geen reden te zijn om het aanvalsplan achterwege te laten; naast een tijdelijke extra reductie wordt de Nederlandse economie weerbaarder gemaakt voor een stijging van de energieprijzen of een internationale CO₂- of energieheffing.

4.6 Conclusies

Besparingen

In het GC-scenario wordt volgens het CPB een jaarlijkse besparing bereikt van 1,3%; volgens de bredere definitie van de DEN zou dit echter 1,6% zijn (zie hoofdstuk 3). De extra besparing in de hier gepresenteerde varianten ligt, in PJ gemeten, in de range van 80 tot 160 PJ in 2020. Dit komt neer op een extra jaarlijkse besparing van 0,08 tot 0,15 procentpunten bovenop de eerder genoemde 1,6%.

Duurzame energie

Het aandeel duurzame energie belooft in het GC-scenario 4,0% van het totaal verbruik in 2020. In de heffingsvarianten blijft dit onveranderd, in de selectieve stimuleringsvariant neemt het iets toe (4,4%) en in de investeringsvariant nog iets verder (tot 4,8%). Slechts in de reguleringsvariant neemt het aandeel substantieel toe, namelijk tot 7,0%. Een aandeel van 10% voor duurzame bronnen wordt allen gehaald bij invoering van de verplichting, zoals genoemd in de derde Energienota.

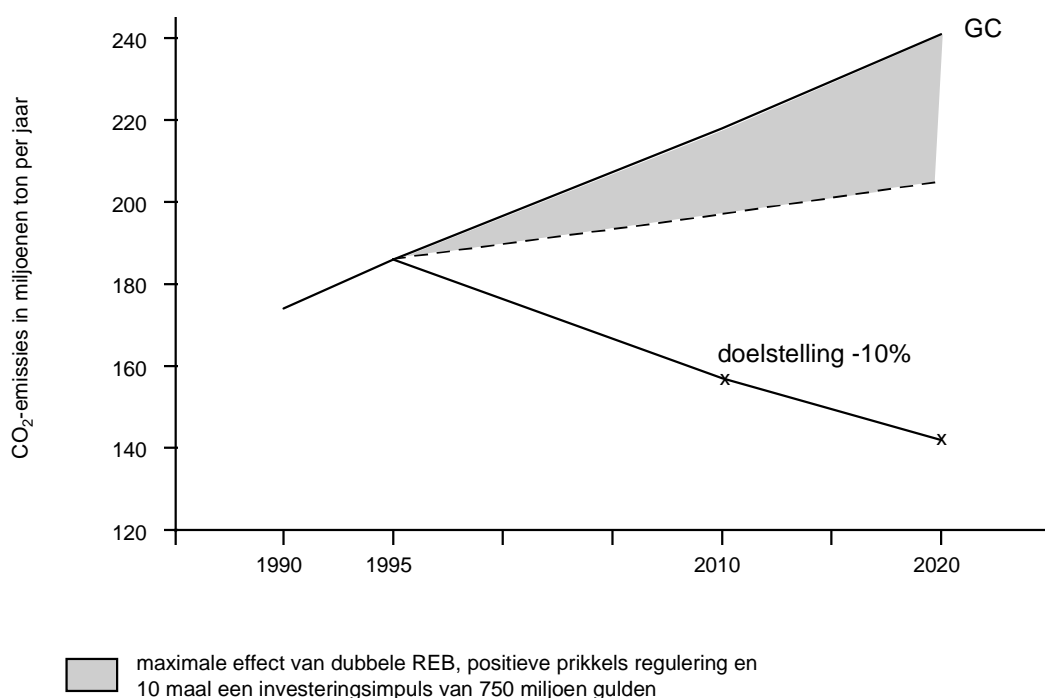
CO₂-reductie

Het blijkt dat alle typen instrumenten een vergelijkbare reductie kunnen opleveren, in de orde van grootte van 4 tot 10 Mton in 2020. Opgemerkt moet worden dat de mate van inzet van een instrument mede de reductie bepaalt. De reguleringsvariant met een verplicht aandeel van 10% duurzaam levert echter aanzienlijk meer reductie op dan de andere varianten (20 Mton in 2020). Geen van de instrument-varianten (heffing-, stimulering-, regulering- en investering) levert een reductie op die voldoende is om een substantiele daling van verbruik en CO₂-uitstoot te bereiken. Dit geldt ook voor de combinatie, omdat de varianten elkaar soms uitsluiten of omvatten.

5. VARIANTEN VOOR VERGAANDE CO₂-REDUCTIE

5.1 Achtergrond

De tot dusver besproken varianten waren gericht op extra energiebesparing en duurzame energie. Dat resulteert slechts in een beperkte afname van de CO₂-emissies. Vanuit het oogpunt van aanpak van het broeikasprobleem is het GC-referentie-scenario, waartegen de varianten zijn afgezet, te schetsen als een "worst case" scenario: een hoge economische groei, relatief lage energieprijzen, weinig mogelijkheden voor een 'klassiek' nationaal sturingsbeleid en tenslotte geen veronderstellingen over een (marktconform) internationaal of EU-beleid.



Figuur 5.1 *Het 'CO₂-gat'*

De reductie van CO₂-emissies in de varianten varieert in 2010 van 4 Mton voor de investeringsvariant en de variant met dubbele REB en WBM, tot 10 Mton in de reguleringsvariant met een verplicht aandeel van 10% duurzaam. In 2020 varieert de CO₂-reductie van 4 tot 20 Mton. Indien enige overlap wordt genegeerd kunnen de afzonderlijke reducties van de reguleringsvariant, de selectieve prikkel variant en de investeringsvariant opgeteld worden. Dit levert maximaal een reductie op van 21 Mton in 2010 en 36 Mton in 2020. Het halen van een doelstelling van -10% in 2010 (t.o.v. 1990), zoals begin 1997 voorgesteld in het kader van de Kyoto-onderhandelingen over het klimaatprobleem, vereist reeds een reductie van ongeveer 60 Mton t.o.v. het GC-scenario.

Om een indruk te geven van de beleidsproblematiek die gepaard gaat met het daadwerkelijk aanpakken van het CO₂-knelpunt worden hier twee vergaande reductievarianten op het GC- en DE-scenario gepresenteerd. Deze z.g. ECN/Kyoto-varianten bevatten een vergaand pakket beleidsmaatregelen gericht op 10% reductie van de CO₂-emissie in 2010 t.o.v. 1990. Ze zijn voor VROM ontwikkeld in het kader van het formuleren van een EU-standpunt over af te spreken emissiereducties tijdens de Kyoto-conferentie.

Zoals bekend heeft de Kyoto-conferentie geleid tot afspraken die voor Europa een reductie van 8% van alle broeikasgassen gezamenlijk inhouden, waarbij handel in emissiereducties en joint implementation (zij het onder een andere naam) onder bepaalde voorwaarden kunnen bijdragen aan de reductie. In dit licht kan een reductie met 10% van de *in* Nederland geproduceerde CO₂-emissies gezien worden als tamelijk vergaand.

De vraagstelling in dit hoofdstuk is dus: als vergaande CO₂-reductie zowel op nationaal als Europees niveau een expliciete beleidsdoelstelling wordt, wat is dan een realiseerbaar pakket maatregelen om 10% reductie te halen? Bij de beantwoording van deze vraag is niet diep ingegaan op vragen als praktische uitvoerbaarheid, eerlijke verdeling van lasten, maximale effectiviteit en maatschappelijk draagvlak. Met name het abstraheren van het maatschappelijk draagvlak geeft deze exercitie een wat theoretisch karakter. Wel is getracht een pakket samen te stellen dat technisch realiseerbaar is en, vanuit het oogpunt van ingezette beleidsinstrumenten, in grote lijnen kosteneffectief. Verder dient opgemerkt te worden dat alleen is gekeken naar mogelijkheden op het gebied van energiebesparing en CO₂-armere energieopwekking. Terugdringing van de CO₂-emissies via andere beleidsterreinen (bijvoorbeeld reductie van de automobiliteit of vermindering van de energie-intensieve glastuinbouw) valt buiten deze studie.

5.2 Uitgangspunten

In het GC-scenario komen de CO₂-emissies in het jaar 2010 uit op een niveau van 216 Mton, in het DE-scenario op 191 Mton⁸. De hier gekozen taakstelling van 10% reductie van CO₂-emissies in 2010 ten opzichte van het emissieniveau in 1990 betekent een emissie in 2010 van 157 Mton. Het gaat hierbij overigens om CO₂-emissies berekend volgens dezelfde methode als gehanteerd is bij de Vervolgnota Klimaatverandering. De 10% taakstelling komt voor GC dus overeen met een reductie van 59 Mton, voor DE is dit 34 Mton.

Eerdere analyses [15] hebben aangetoond dat er in beginsel voldoende technische mogelijkheden voor CO₂-reductie aanwezig zijn. De haalbaarheid van de 10% reductie wordt echter vooral bepaald door de 'instrumenteerbaarheid', d.w.z. het met beleidsinstrumenten doen implementeren van de technische opties. Daarbij spelen economische randvoorwaarden een belangrijke rol. De aanpak bestaat uit drie stappen.

⁸ Dit zijn voorlopige cijfers uit januari 1997, die iets afwijken van de definitieve cijfers conform [6] (resp. 218 en 194 Mton). Voor het relaas van dit hoofdstuk leveren deze bijstellingen geen wezenlijke veranderingen op.

1. Eerst behalen van een zo groot mogelijke energiebesparing met een extra pakket van verzwaarde of nieuwe beleidsinstrumenten. Via toepassing van de SAVE-sectormodellen van het ECN [11,12,13,14] is een realistisch effect van de beleidsinstrumenten bepaald.
2. In de tweede stap worden besparingen op de eindvraag vertaald naar mutaties in het aanbod. Bovendien worden de effecten van de extra inzet van beleidsinstrumenten voor duurzame energie, warmte-krachtkoppeling en CO₂-armere energiedragers doorgerekend.
3. Tenslotte wordt het resterende 'gat' ingevuld met zogenaamde back-stop maatregelen, zoals CO₂-verwijdering bij centrales en in de energie-intensieve industrie, grootscheepse invoer van biomassa en alternatieve motorbrandstoffen.

Deze aanpak weerspiegelt in zekere mate de kostenverhoudingen tussen de verschillende manieren om CO₂-reductie te bereiken (zie daarover ook paragraaf 5.4): vanuit maatschappelijk oogpunt zijn in het algemeen gesteld besparingsmaatregelen het goedkoopst, gevolgd door duurzame energie en tenslotte de back-stop opties. Om steeds meer besparing te bereiken moet steeds meer geld rondgepompt worden in de vorm van hogere heffingen, waarvan de opbrengst wordt ingezet voor sterkere financiële stimulering. Dit zou op den duur leiden tot afnemende meeropbrengsten (reducties) en verstoring van de economie (b.v. kapitaalvernietiging). Hier is de geschetste aanpak ingezet tot aan het punt waar de kosten van extra vermeden CO₂-uitstoot via besparing te hoog oplopen vergeleken met de mogelijkheden bij het aanbod en back-stop technieken. Wat betreft de ingezette beleidsinstrumenten voor besparing, worden elementen uit de verschillende varianten in hoofdstuk 4 gecombineerd (heffingen, regulering, investeringsimpulsen).

5.3 Extra beleidsinstrumenten

Extra beleidsinstrumenten Huishoudens

De volgende extra beleidsinstrumenten zijn ingezet t.o.v. de referentiescenario's:

- Verhoging REB-heffing met 10 ct/m³ op gas (cf een heffing van 15 \$/bbl voor niet mja-sectoren).
- Speciale lage elektriciteitsstarieven voor besparende opties, zoals de EWP.
- Strengere EU-normen voor apparaten en installaties (25% zuiniger in 2010 t.o.v. nu).
- Verscherpte EPN voor nieuwbouwwoningen en afgeleide EPN voor renovatiewoningen, mits terugverdiend over de levensduur (na benutten van alle stimuleringsregelingen).
- Verhuur van energie-installaties door (energie)bedrijven.
- Onbepaalde VAMIL- en EIA-regelingen (via participatie woningbouwcorporaties of energiebedrijven).
- Groen beleggen: 1,5% lagere rente voor investeringen in zonneboilers, warmtepompen en maximaal zuinige woningen.
- Verlaagd BTW-tarief voor de meer-investering in CO₂-reducerende energie-installaties (i.p.v. 17,5% in DE 6% en in GC 0%).
- Energie-optimalisatie VINEX-lokaties (EPL) ten gunste van stadsverwarming én warmtepompen.

- Financiering energiemaatregelen woningbouwverenigingen, bij renovatie leidend tot hogere penetratie van isolatie en HR-ketels bij de bestaande huurwoningen.
- Energiekeur voor bestaande woningen plus ontheffing overdrachtsbelasting bij verkoop (leidend tot meer besparingsmaatregelen bij bestaande koopwoningen).
- Verplichte oriëntatie op de zon van nieuwbouwwoningen (90% ongeveer zuid gericht).

Sommige soorten maatregelen, zoals de REB en EPN, zijn reeds aanwezig in de referentiescenario's, maar worden hier geïntensiveerd. Andere zijn in voorbereiding of zijn volledig nieuw; eventueel kan daar, in een later stadium, de exacte vormgeving nog worden aangepast. Waar EU-steun nodig is wordt verondersteld dat dit onderdeel uitmaakt van de gemeenschappelijke aanpak van de Europese CO₂-reductie.

Extra beleidsinstrumenten Utiliteitsbouw/Diensten

Hiervoor zijn hoofdzakelijk dezelfde beleidsinstrumenten beschikbaar als bij huishoudens, met de volgende opmerkingen:

- Bij de hogere REB-heffing wordt verondersteld dat subsectoren met een mja-regeling (die de heffing niet krijgen) evenveel besparingsmaatregelen nemen.
- De speciale elektriciteitstarieven voor de EWP gelden niet bij toepassing voor ruimteteoeling.
- Naast de strengere EPN voor nieuwbouw komt er ook een afgeleide EPN bij renovatie of verbouw.
- Om te kunnen profiteren van VAMIL en investeringsaftrek vindt participatie plaats van een energiebedrijf bij besparing door non-profit organisaties.
- Verlaagde BTW is niet van toepassing bij bedrijven.

Extra beleidsinstrumenten Industrie/land- en tuinbouw

Vergaander of nieuw beleid moet tot 2000 passen in de bestaande MJA's, mag geen invloed hebben op de sectorale structuur en er moet rekening worden gehouden met de (internationale) markt, waarin de industrie moet opereren. Bij het inzetten van de instrumenten is ervan uitgegaan dat er ook in het buitenland afspraken komen met de industrie over efficiency verbetering na 2000 (EU-MJA's).

De volgende instrumenten zijn geïntensiveerd of extra ingezet:

- Verscherping en verbreding van het huidige MJA-beleid na 2000, leidend tot een niet van tevoren vast te stellen extra besparing t.o.v. het referentiescenario. Een snellere beschikbaarheid van in principe *kosteneffectieve* besparingsmaatregelen vereist een verdrievoudiging van de huidige Novem-inspanningen. Soepeler rentabiliteitseisen worden meegenomen door te rekenen met een fictieve verhoging met 50% van de energieprijzen. Verder valt non-energetisch verbruik (voorzover dit leidt tot CO₂-emissie) nu ook onder de MJA. De sanctionering vindt deels plaats met mogelijke aanvullende vergunningseisen en deels met de 15 \$/bbl-heffing.
- Aanscherping van vergunningen voor niet-MJA bedrijven, door b.v. eisen te stellen aan toegepaste apparaten. Het biedt bedrijven de mogelijkheid om alsnog onder heffingen uit te komen.
- Tuinders krijgen het kleinverbruikerstarief, een ruime verdubbeling van de gasprijs. De extra gasbaten worden teruggesluisd t.b.v. heroriëntering op energie-extensieve teelten.

- De huidige VAMIL en EIA worden zonder beperking van het budget toegepast. Wel wordt de verstrekking getoetst aan het energiebesparingsplan van het bedrijf. Bij andere bedrijven vindt een vergelijkbare toetsing plaats via de vergunningverlening.
- Een extra investeringsbijdrage van 25% wordt gegeven op warmtepompen.
- Extra stimuleren van recycling in de sectoren staal en kunststoffen. Bij staal leidt dit tot een groei van de (minder energie-intensieve) secundaire productie. Bij kunststoffen leidt intensivering van de Back-to-polymer route voor (Nederlands) kunststofafval tot een daling van de fysieke input van de petrochemie met -3% in 2010.
- Normering van energieverbruik vindt in de industrie alleen plaats bij ruimteverwarming.

Extra beleidsinstrumenten Verkeer en Vervoer

Bij het extra beleid is uitgegaan van een Europese draagvlak voor CO₂-reductie en reeds ingezet beleid in de referentiescenario's: o.a. het volumebeleid conform de nota 'Samen Werken aan Bereikbaarheid', een beperktere implementatie van vervoersmanagement, ABC-beleid en parkeertarieven en het beleid uit 'Transport in Balans'. De volgende extra maatregelen zijn ingezet:

- EU-normen voor zuiniger personenauto's (3 l/100 km) vanaf 2005, leidend tot een verbetering van de parkefficiency in 2010 van 40% ten opzichte van 1995.
- Stimulering van zuiniger vrachtauto's via investeringssubsidies, het op EU schaal beschikbaar stellen van research gelden, per 2000 een EU-convenant met de voertuigmiddelen industrie en voor 2005 regelgeving t.a.v. de verhouding voertuiggewicht t.o.v. laadvermogen, minimaal transmissierendement en toepassing van specifieke materialen of technieken
- Verlaging maximumsnelheid via begrenzers en 'cruise control' in alle voertuigen, in EU-verband: bij zware wegvoertuigen 80 km/uur en bij personenauto's 90 km/uur.
- Een EU-accijnsverhoging met 5% per jaar vanaf 2000 en handhaven van de Nederlandse positie t.o.v. dit niveau. Per saldo levert dit 40% accijnsverhoging op in Nederland in 2010.
- Invoeren van road pricing in de spits, waarbij ervan uitgegaan is dat dit niet alleen een verschuiving, maar ook een daling, van de mobiliteit veroorzaakt, o.a. door carpooling.
- Diverse extra maatregelen bij andere (speciale) voertuigen.
- Een extra verbruiksreductie van 10% bij vliegtuigen via afspraken met de (Europese) producenten van vliegtuigen en een extra reductie van 5% bij zeeschepen m.b.v. convenanten met rederijen, in combinatie met toegangsregels voor EU-havens.

Extra beleidsinstrumenten voor het energie-aanbod

Een extra reductie kan worden bereikt door:

- Extra warmte/kracht dankzij een gunstiger EIA- en VAMIL-regeling (grootschalige warmte/kracht-koppeling krijgt per saldo een subsidie van totaal 15%, kleinschalig 30%), minder hoge rentabiliteitseisen en een iets verhoogde terugleververgoeding (circa 5%).

- Extra windvermogen m.b.v. groen beleggen, subsidies, hoge terugleververgoedingen (mede via vrijstelling van de REB-heffing) en minimale percentages voor duurzame energie levering.
- Extra biomassa (biomassa-afval en energieteelt), met hetzelfde pakket als bij windenergie.
- Niet verlengen van de levensduur van een tweetal kolencentrales (in het DE-scenario).
- Verstoken van aardgas in de bestaande kolencentrales.
- Verschuiving van de inzet naar lichtere ruwe oliesoorten bij raffinaderijen, zo nodig aantrekkelijk gemaakt met een kleine heffing op zwaardere crude's.

Hierbij moet vermeld worden, dat uit de berekeningen blijkt dat er dermate veel patroon- en aanbodvolgend vermogen (zoals warmte/kracht en wind) ontstaat in de scenario's dat inpassingsproblemen gaan ontstaan. De kosten van deze problemen en de effecten van mogelijk oplossingen zijn in dit stadium nog niet bepaald. Het effect van een betere inpassing lijkt echter zeker niet meer dan 1 Mton reductie van CO₂-emissies.

Back-stop maatregelen

Voor de back-stop opties geldt dat ze nog een zekere acceptatie moeten verwerven en dat ze altijd meerkosten met zich meebrengen, dit in tegenstelling tot veel van de maatregelen in de eindgebruiksectoren. Daartegenover staat dat de back-stop opties ieder een vrij ruim reductiepotentieel leveren en dat, vanwege het beperkte aantal actoren, de implementeerbaarheid gemakkelijk is.

Op basis van projecties van de energieprijzen is het mogelijk om voor de back-stop opties een volgorde van oplopende marginale kosten voor de reductie van CO₂-emissies aan te geven. Het is echter ook van belang om de actoren zo ver te krijgen om de benodigde actie te ondernemen en de aard van de acceptatiebarrières mee te nemen. Daarnaast is er hier rekening mee gehouden dat het potentieel voor CO₂-afvang bij poederkoolcentrales al sterk was verminderd doordat is verondersteld dat deze kolencentrales aardgas gebruiken. De volgorde van back-stop opties die hier is gevolgd, is als volgt:

- CO₂-verwijdering bij kunstmestproductie,
- CO₂-verwijdering bij waterstofproductie raffinaderijen,
- Biomassa(invoer),
- CO₂-afvang bij nieuwe gas-STEG's (warmteplanelen Sep, industrie en raffinaderijen),
- CO₂-afvang bij de KV/STEG van Buggenum,
- Alternatieve motorbrandstoffen.

Bij CO₂-verwijdering en opslag wordt CO₂ afgevangen bij grote installaties en opgeslagen in uitgeputte aardgasvelden of aquifers. Bij industriële opties wordt er vanuit gegaan dat de overheid de méérkosten voor haar rekening neemt en de opties voor investeerders aantrekkelijk maakt via investeringssubsidies. De elektriciteitsproducenten kunnen hun meerkosten verrekenen met hun afnemers via de elektriciteitsprijs.

Bijdrage besparingen

De bijdrage van de eindverbruikssectoren aan CO₂-reductie is in GC 26,6 Mton ten opzichte van het referentiescenario; in DE is dit 19,7 Mton. De verkeerssector geeft hierbij t.o.v. beide scenario's de grootste bijdrage aan emissievermindering. Een van de oorzaken is het internationale karakter van het techniekaanbod (personenauto) en de activiteit (vrachtverkeer). Via een EU-aanpak is in deze sector een relatief grote extra besparing te bereiken. De bijdrage van de industrie is relatief klein ten opzichte van de totale emissies vanuit deze sector. Dit stemt overeen met de resultaten van de Triptique-aanpak voor het verdelen van de reductiedoelen over de verschillende verbruikssectoren [10]. Daarentegen is de emissiereductie bij de tuinbouw erg groot ten opzichte van de emissies in de referentiescenario's. Dit is een gevolg van het feit dat deze sector niet alleen qua technieken maar ook qua teeltwijze nogal elastisch is. Bij verandering van de prijs van de productiefactor energie, zoals hier verondersteld, zullen de tuinbouwbedrijven kiezen voor extensievere teeltwijze wat aanzienlijke gevolgen heeft voor de CO₂-emissies. Overigens valt niet eenvoudig te berekenen welke kostenconsequenties dit zal hebben.

Bijdrage energieaanbod

Het energieaanbod levert een bijdrage van 10,1 Mton bij GC en 10,4 Mton in DE aan de te behalen emissiereductie. De reductie is in de DE-reductievariant iets groter, ondanks een kleiner elektriciteitspark, doordat in DE meer kolen werden ingezet dan in GC en er dus relatief gemakkelijk een grotere emissievermindering is te bereiken.

Bijdrage back-stops

De back-stop opties moeten tenslotte een reductie opleveren van 22,3 Mton bij GC en 3,9 Mton bij DE. Tabel 5.7 geeft aan welke back-stop opties bijdragen geven aan deze emissiereductie.

Tabel 5.7 *Extra reductie van CO₂-emissies op basis van back-stop opties in 2010 [Mton]*

	GC	DE
CO ₂ -afvang bij kunstmestproductie	3,5	2,9
CO ₂ -afvang bij H ₂ -productie raff.	2,8	1,0
CO ₂ -afvang bij nieuwe gas-STEG	13,0	x
CO ₂ -afvang bij Buggenum	1,0	x
Biomassa(invoer)	1,0	x
Alternatieve motorbrandstoffen	1,0	x
Totaal	22,3	3,9

Bij het DE-referentiescenario kan de inzet van back-stop opties beperkt blijven tot relatief goedkope opties. CO₂-afvang bij kunstmestproductie en waterstofproductie bij raffinaderijen is relatief goedkoop omdat gewerkt kan worden met een CO₂-stroom die al geconcentreerd is. Om 10% reductie bij GC te bereiken zijn ook duurdere back-stop opties nodig. Een heel belangrijke bijdrage wordt bereikt door alle nieuw te bouwen STEG's uit te voeren met CO₂-afvang.

Realisatie van ruim 20 Mton CO₂-afvang houdt in dat bij enkele tientallen installaties in Nederland CO₂-emissies worden afgevangen en worden opgeslagen. Op dit moment vindt CO₂-afvang en opslag bij geen enkele installatie plaats. De toe te passen technieken zijn echter niet nieuw: ze worden in andere situaties reeds lang toegepast. Bij een 'natuurlijk' introductieproces mag men verwachten dat eerst één installatie wordt gebouwd, dat op basis van de ervaring die hiermee wordt opgedaan enkele installaties worden gebouwd en pas dan de techniek op grote schaal wordt toegepast. Hiermee is al snel een tiental jaren gemoeid. Geconcludeerd mag worden dat realisatie van 20 Mton CO₂-afvang in 2010 op de grens ligt van het maximaal implementeerbare. Uit kosten oogpunt zou het efficiënter kunnen zijn om pas enige jaren na 2010 deze omvang van CO₂-afvang te realiseren omdat verwacht mag worden dat dan beter gebruik kan worden gemaakt van leereffecten.

5.4 De kosten van de extra reductie

De kosten van de maatregelen om 10% vermindering van de CO₂-emissies te bereiken kunnen op verschillende manieren berekend worden, namelijk⁹:

- de *maatschappelijke kosten* van CO₂-reductie, hierbij wordt uitgegaan van een maatschappelijke rentevoet, afschrijving over de werkelijke levensduur en energieprijzen exclusief heffingen,
- de *eindverbruikerskosten* van CO₂-reductie, uitgaande van de visie van de eindverbruikers (eindverbruiksprijzen, interne rentevoet, economische levensduur).

Daarnaast is van belang welke geldstromen lopen via de overheid in de vorm van opbrengsten van heffingen en financiële stimuleringsregelingen.

De maatregelen die door de genoemde instrumenten worden uitgelokt brengen aanzienlijke investeringen met zich mee. Voor beide scenario's geldt dat het pakket van maatregelen staat voor enkele tientallen miljarden extra investeringen gedurende de periode tot 2010. Tegenover de investeringen in besparing en duurzame energie staan baten, vooral in de vorm van uitgespaarde brandstoffen; daarnaast zijn er ook baten vanwege verminderde uitgaven voor de bestrijding van andere milieuproblemen (bijv. verzuring).

Bij beide benaderingen wordt hier geen rekening gehouden met tweede orde effecten op de economie, zoals groei van de sectoren, die energie-installaties leveren, vermindering van de afzet van energiebedrijven, etc.

De maatschappelijke kosten van de extra besparingsopties zijn meestal negatief. Er is dus sprake van maatschappelijke baten. Hetzelfde geldt voor de extra maatregelen bij het energie-aanbod. De back-stop opties brengen wel aanzienlijke maatschappelijke kosten met zich mee. In GC loopt dat op tot 1,7 miljard gulden in 2010 (komt overeen met ongeveer 75 gulden per ton vermeden CO₂-emissie). Per saldo zijn de kosten van het totale pakket in GC 200 miljoen gulden per jaar, terwijl in DE sprake is van baten van 400 miljoen per jaar.

⁹ Hier wordt volstaan met een korte beschrijving van de kosten. Een uitgebreide beschrijving is te vinden in [16]

De verbruikerskosten zijn in het algemeen hoger dan de maatschappelijke kosten. De totale verbruikerskosten bedragen in GC in 2010 4 miljard gulden, waarvan de helft voor de back-stop opties en 1,4 miljard voor de energie-aanbod opties. In DE bedragen de totale verbruikerskosten 1,75 miljard, waarvan ruim de helft voor de energie-aanbod opties, 0,1 miljard voor aanbod-opties en 0,75 miljard voor besparingen. Uitgedrukt in kosten per ton CO₂-reductie is het nu niet zo dat er een strikte rangorde is van goedkope besparingsopties naar dure back-stops via de aanbod-opties. Gemiddeld zijn de verbruikerskosten van de back-stop opties in gld/ton CO₂-reductie bijvoorbeeld lager dan de gemiddelde verbruikerskosten van de aanbod-opties.

5.5 Conclusies en opmerkingen

Allereerst moet opgemerkt worden dat in de scenario's GC en DE nog niet het gehele uitgewerkte beleid van de Derde Energienota verwerkt is. Een (relatief klein) deel van de hier gepresenteerde extra reductie zal dus nog met het momenteel voorgenomen beleid tot stand komen.

10% reductie haalbaar

De -10%-doelstelling t.o.v. het GC-scenario (een CO₂-emissiereductie van ongeveer 60 Mton) is te realiseren voor maatschappelijke kosten van minder dan fl 50,- per ton CO₂. Naast de efficiencyverbeteringen in de sectoren en een portie duurzame energie, moet ook een aanzienlijk beroep worden gedaan op de back-stop opties CO₂-verwijdering en opslag en eventueel de brandstofswitch van kolen en aardgas naar biomassa. Bij DE, met een lagere groei van het energieverbruik, kan volstaan worden met back-stop opties met relatief lage kosten (tot 25 gld per ton CO₂).

Forse inzet van beleidsmaatregelen noodzakelijk

Implementatie van de benodigde extra reductie-opties vergt een forse inzet van beleidsinstrumenten, zowel bij eindgebruikers (besparing, herstructurering), als bij het energie-aanbod (duurzame energie, back-stop opties). Zowel bij de vraag, als bij het aanbod blijkt het nauwelijks mogelijk een substantiële verdere reductie te realiseren op de termijn tot 2010. Een verdere beleidsintensivering leidt tot sterk afnemende meeropbrengsten in de vorm van extra CO₂-reductie, uitvoeringsproblemen en verlies van draagvlak

Kannibalisme van beleidsinstrumenten

In een aantal sectoren is een groot aantal, qua effect overlappende, instrumenten ingezet. Hierdoor kan er 'kannibalisme' van beleidsinstrumenten optreden: nadat er al een aantal beleidsinstrumenten is ingezet, hebben volgende instrumenten betrekkelijk weinig extra effect. Het hier gepresenteerde pakket is op dit punt nog niet geoptimaliseerd. Op dit punt wordt nader ingegaan in hoofdstuk 7.

Verdere optimalisatie van beleidspakket is noodzakelijk

In deze varianten is nog niet gekeken naar een evenwichtige verdeling van de lasten van CO₂-emissiereductie over de verschillende sectoren. Ook uit dit oogpunt is een verdere optimalisatie van de inzet van beleidsinstrumenten noodzakelijk.

Groot aandeel back-stops in scenario met hoge economische groei

De 10% reductie vereist in het scenario met hoge groei een onevenredig grotere inzet van back-stop technieken t.o.v. het lage groei scenario. Hoewel er bij hoge groei meer financiële ruimte is, kunnen toch vraagtekens gezet worden bij de realisering van zoveel back-stop technieken. Om er van verzekerd te zijn dat back-stop opties in 2010 ruim kunnen worden ingezet, is het nodig op korte termijn ervaring op te doen met deze technieken.

Tientallen miljarden nodig voor extra investeringen

Ondanks het feit dat de maatschappelijke kosten beperkt zijn is het tot stand brengen van de reductie niet eenvoudig. Er moeten tussen nu en 2010 extra investeringen worden gedaan die enkele tientallen miljarden bedragen. Voor de meeste sectoren die de besparing moeten realiseren zijn de kosten van de reductie-opties (sterk) positief. Daarom moet de overheid aanzienlijke geldstromen genereren die als smeermiddel dienen bij het bereiken van besparing en bij het realiseren van onrendabele duurzame bronnen en CO₂-afvang.

Reductie voor aanzienlijk deel afhankelijk van Europees beleid

Het pakket instrumenten leunt voor een flink deel op Europese maatregelen. Naar schatting is bij eindverbruikers ongeveer 40% van de reductie sterk afhankelijk van EU-maatregelen.

6. DOORKIJK VOORBIJ 2020

6.1 Issues met lange termijn consequenties

De scenario's die in dit rapport zijn besproken hebben een tijdshorizon tot 2020. Lange termijn projecties zijn wenselijk omdat een energievoorziening immers niet zo maar veranderd kan worden. Veel energie-installaties en de energie-infrastructuur hebben een lange levensduur, zodat grote veranderingen over het algemeen een lange periode in beslag nemen. In dit hoofdstuk wordt ingegaan op gevolgen van de geschetste ontwikkeling van de energievoorziening die *voorbij* het jaar 2020 van belang zullen zijn. De ontwikkelingen in Nederland zoals geschetst in dit rapport worden vergeleken met internationale ontwikkelingen en ze worden voorzichtig geëxtrapoleerd. Daarbij worden de mogelijke problemen die op langere termijn kunnen optreden besproken. Een drietal aspecten is van belang bij de lange termijn ontwikkelingen en deze worden in de volgende paragrafen behandeld:

- voorraden van energiedragers, voorzieningszekerheid (paragraaf 6.2),
- de uitstoot van broeikasgassen (paragraaf 6.3),
- technologische ontwikkeling (paragraaf 6.4).

Voor de genoemde aspecten geldt dat een analyse alleen zinvol is op internationale schaal, tenminste op de schaal van West-Europa en veelal op wereldschaal. De bedoeling is om hier vooral problemen te inventariseren en Nederland met het buitenland te vergelijken en niet zo zeer om oplossingen te geven.

6.2 Voorzieningszekerheid: verstandige inzet van aardgas is raadzaam

Voorraden

Voorzieningszekerheid heeft te maken met de omvang van voorraden en met de beschikbaarheid van die voorraden. Zijn de voorraden nu groot of klein? De voorraden van kolen zijn zonder meer groot te noemen. De prijzen van kolen zullen niet snel stijgen door een dreigende uitputting van de voorraad. De voorraden van olie en aardgas kennen daarentegen grenzen. Het is aannemelijk dat de prijzen van olie en aardgas op de termijn 2020 tot 2050 gaan stijgen als gevolg van naderende schaarste. Op die termijn mag daarom ook een substitutie van aardgas en olie door kolen verwacht worden.

Beschikbaarheid

Olie en kolen kunnen eenvoudig over de wereld vervoerd worden en er is voor deze energiedragers daarom sprake van een wereldmarkt. Voor aardgas is de situatie anders. Voor het vervoer van aardgas is of wel een pijpleiding nodig, of aardgas moet eerst vloeibaar worden gemaakt om vervoer per schip mogelijk te maken. Zowel bij het transport via pijpleiding als bij de route via Liquid Natural Gas (LNG) nemen de kosten van transport toe bij grote afstanden. Om deze reden is er bij aardgas niet sprake van een wereldmarkt maar gaat het om regionale (d.w.z. continentale) markten.

De drie scenario's voor Nederland geven elk een groeiend binnenlands verbruik van aardgas. Rond het jaar 2020 zal de productie van aardgas vanuit Nederlandse bodem steeds kleiner worden. Nederland verandert van een netto exporteur naar een netto importeur. Een eventuele krapte in het aanbod van aardgas voor Nederland hangt sterk af van de mate waarin aardgas in heel West Europa een grote rol zal gaan spelen. West Europa is nu al de regio met de grootste gasimporten van de wereld. In 1990 was het aandeel van aardgas in het primair energiegebruik van de Europese Unie nog kleiner dan 17%, in 1994 was het al 19% [17]. In scenariostudies voor de Europese Unie wordt verwacht dat tot 2020 de rol van aardgas nog verder zal toenemen ('dash for gas') tot ongeveer 30% van het primair energiegebruik. [18]. Verwacht wordt dat de eigen productie van aardgas van West-Europa in het jaar 2020 gelijk zal zijn gebleven of iets zal zijn toegenomen. De netto importen zullen daardoor sterk toenemen. De voornaamste aanbieders voor aanvullend aanbod bevinden zich in Rusland, Iran en Algerije.

Strategie voor Nederland

West Europa wordt in eerste instantie voor aardgas sterk afhankelijk van Rusland. Omdat aardgas in Nederland een heel grote rol zal blijven spelen, wordt Nederland in het bijzonder afhankelijk. Als Rusland in de toekomst zou besluiten de gasleveringen tijdelijk te verminderen dan kan dat grote gevolgen hebben. Het lijkt daarom verstandig om juist in Nederland voldoende aardgasreserves te bewaren om op termijn in situaties van tijdelijke vermindering van de aardgastoevoer van elders, zelf in staat te blijven om gedurende korte periodes de tekorten te kunnen aanvullen. Voldoende reserves bewaren betekent minder aardgas gebruiken en exporteren en/of meer importeren.

Elektriciteitsvoorziening niet alleen op aardgas

De toename van het Nederlandse aardgasverbruik vindt vooral plaats in de elektriciteitsvoorziening. Het is raadzaam om niet te sterk te verschuiven naar aardgas en ook andere vormen van grootschalige en relatief schone elektriciteitsopwekking te blijven ontwikkelen. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan kernenergie en schone kooltechnologie. De optie om CO₂ af te vangen bij elektriciteitscentrales moet hier ook genoemd worden. Dit lijkt een technisch haalbare optie om op grote schaal fossiele energiebronnen te kunnen blijven gebruiken voor elektriciteitsopwekking terwijl de emissies van CO₂ zeer beperkt zijn.

Minder exporteren, meer importeren

Nederland heeft nog steeds aanzienlijke aardgasvoorraden en kan binnen zekere grenzen in de toekomst de rol van swing supplier¹⁰ gaan spelen. Dit kan eventueel ook ten dienste van andere West-Europese landen worden gedaan, die daar dan ook aan dienen mee te betalen. De consequentie hiervan is natuurlijk dat er minder exportcontracten voor aardgas moeten worden aangegaan en dat Nederland eerder aardgas moet importeren. Op kortere termijn zullen er dus grotere uitgaven gedaan moeten worden om op langere termijn een situatie met grotere zekerheid te bereiken.

¹⁰ Een swing supplier is een flexibele producent, die afhankelijk van prijsontwikkelingen zijn aanbod varieert.

6.3 Broeikaseffect: verhogen van de flexibiliteit in de energievoorziening gewenst

Vergelijking met het buitenland

Klimaatverandering is een probleem dat speelt op mondiale schaal. Het aandeel van Nederland in de mondiale emissies van CO₂ uit fossiele brandstoffen is klein, ongeveer 0,78% in 1995. De emissies per hoofd van de bevolking waren in 1995 met 11,6 ton wel bijna 3 keer zo groot als het wereldgemiddelde. In vergelijking met de Europese Unie zijn de Nederlandse CO₂ emissies per hoofd van de bevolking ongeveer 25% hoger dan het gemiddelde niveau. Bovendien rekent Nederland ten opzichte van andere EU-Lidstaten op een boven gemiddelde groei van de CO₂-emissies. Dit is een gevolg van een economische groei die naar verwachting hoger zal zijn dan gemiddeld voor de EU-lidstaten en van de in Nederland relatief snelle groei in de (energie-intensieve) industrie. De Nederlandse energie-intensieve industrie produceert nu al voor een groot deel voor het buitenland en de scenario's wijzen er op dat deze situatie zich gaat versterken. De industriële CO₂-emissies groeien in alle drie de Nederlandse scenario's. In het Conventional Wisdom scenario voor de Europese Unie wordt juist verwacht dat de CO₂-emissies vanuit de industrie ongeveer constant blijven. De relatief sterke groei van de Nederlandse CO₂-emissies vanuit de industrie ten opzichte van de West-Europese landen kan dus in feite voor een belangrijk deel worden toegerekend aan eindconsumptie in het buitenland. Omdat naar verwachting het aandeel van West Europa in de mondiale emissies in de toekomst kleiner wordt, neemt het aandeel van Nederland in 2020 af tot 0,52% á 0,66% van de mondiale uitstoot.

Keuzemogelijkheden voor het beleid

In feite gaat het bij de klimaatonderhandelingen enkel over de mate waarin klimaatverandering beperkt zal moeten worden en niet om het volledig voorkomen van klimaatverandering. Op het niveau van Nederland kan de dreiging van klimaatverandering beter vertaald worden als het onzekere resultaat van de klimaatonderhandelingen en daarmee onzekere doelstellingen voor de emissie van CO₂ vanuit Nederland. Nederland moet kiezen wat voor rol het internationaal wil spelen. Wil Nederland een voortrekkersrol of wil Nederland in de pas lopen? In Tabel 6.1 zijn voor- en nadelen van vroeg of laat CO₂-beleid op een rij gezet. Daarbij is onderscheid gemaakt naar internationaal CO₂-beleid en nationaal CO₂-beleid.

Tabel 6.1 *De voor- en nadelen van vroeg of laat CO₂-beleid*

	Internationaal	Nationaal (t.o.v. internationaal)
Te vroeg	<p><i>Nadelen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • probleem onvoldoende bewezen, waardoor veel weerstand, • niet gekozen voor meest economische weg, • was misschien niet nodig. <p><i>Voordelen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • druk op technologische ontwikkeling 	<p><i>Nadelen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • nadelig voor concurrentieverhouding, • nationale weerstand, • technologie internationaal niet beschikbaar. <p><i>Voordelen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • voorloper duurzame technieken.
Te laat	<p><i>Nadelen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • klimaatverandering treedt op, • snel verminderen van uitstoot niet mogelijk, • kans op internationale ontwrichting. • potentieel CO₂-reductie kleiner. <p><i>Voordelen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • kans dat CO₂-beleid niet nodig was. 	<p><i>Nadelen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • maatschappelijke ontwrichting doodat we ineens veel moeten gaan doen, • boot gemist bij technieken voor duurzame ontwikkeling. <p><i>Voordelen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • op korte termijn minder kosten, • technologie beschikbaar.

Hoe veel moet Nederland op lange termijn reduceren?

Ten behoeve van een recente studie [19] heeft het ECN een enquête gehouden naar de verwachtingen bij specialisten over lange termijn doelstellingen (2040) voor de Nederlandse CO₂-emissies. De gewogen gemiddelde doelstelling op basis van 25 ingevulde enquêtes betreft een reductie van de CO₂-emissie met 23% in 2040. Het valt op dat de kansverdeling voor de CO₂-doelstelling in 2040 niet normaal verdeeld is. De kansverdeling is naar rechts verschoven ten opzichte van een normale verdeling. Kennelijk wordt er een substantiële kans toegekend aan vergaande reductiedoelen, terwijl een toegelaten groei van emissies die overeenkomt met de trend in de scenario-projecties in dit rapport nogal onwaarschijnlijk wordt gevonden. Geconcludeerd kan worden dat om vanuit de projecties voor 2020 de doelstellingen voor 2040 te kunnen bereiken, een grote mate van flexibiliteit in de energievoorziening moet worden ingebouwd ten einde later snel de CO₂-emissies te kunnen verminderen.

Flexibiliteit in de energievoorziening

Wat moet nu verstaan worden onder het verhogen van de flexibiliteit in de energievoorziening? Een concreet voorbeeld is het treffen van de randvoorwaarden bij een nieuwbouwwoning om op termijn de installatie van een warmtepomp mogelijk te maken. Een elektrische warmtepomp (EWP) is nu nog te weinig voor de Nederlandse situatie ontwikkeld en daardoor te duur (zie ook hoofdstuk 9). Om er voor te zorgen dat de EWP later kan worden ingezet in woningen die nu gebouwd worden, moet bij de bouw nu aan een aantal randvoorwaarden worden voldaan. Er moet bijvoorbeeld een lage temperatuur CV-leidingsysteem worden aangebracht om er voor te zorgen dat het rendement van de warmtepomp hoog is, daarnaast moet er een warmtebron beschikbaar en bereikbaar zijn. Veelal kan door het tijdig (bij ontwerp en bouw) rekening hou-

den met mogelijke veranderingen in de eindgebruikstechniek de realisatie hiervan veel goedkoper plaatsvinden. Een recente inventarisatie van opties om de flexibiliteit van de energievoorziening te vergroten [19] concludeert dat er in elke sector van de energievoorziening mogelijkheden bestaan om de flexibiliteit voor CO₂-reductie te verhogen en dat daardoor het potentieel voor CO₂-reductie vergroot wordt en/of dat de toekomstige kosten van CO₂-reductie hierdoor aanmerkelijk kunnen verminderen.

6.4 Technologische ontwikkeling: blijven ondersteunen

Wat is de gewenste technologische ontwikkeling?

Ook in de toekomst zijn we gebaat bij een schone, efficiënte, betrouwbare en betaalbare energievoorziening. Op lange termijn kan een dergelijke situatie bedreigd worden door het opraken van de voorraden fossiele brandstoffen en/of door een eventueel noodzakelijke sterke vermindering van de uitstoot van CO₂ en andere broeikasgassen. Technische ontwikkelingen moeten waarschijnlijk een groot deel van de eventueel benodigde reductie van de CO₂-uitstoot voor hun rekening kunnen nemen. Verschillende studies geven aan dat er niet één techniek of één groep van technieken is aan te wijzen die de klimaatproblematiek kan 'oplossen'; er is juist een veelheid van technieken nodig die elk een stukje bijdraagt aan de vermindering van de toekomstige CO₂-uitstoot. Volgens een recente studie [20] naar het bereiken van emissiereductie in West Europa tussen 2000 en 2050, wordt vermindering van de CO₂-uitstoot bereikt door de gecombineerde inzet van efficiency-verbeteringen, substitutie tussen fossiele brandstoffen, duurzame energiebronnen en kernenergie. De bijdrage van efficiency-verbetering is volgens deze studie het grootst. De bijdrage van technieken op het gebied van duurzame energie aan CO₂-reductie is in 2040 ruim 15%. Verder is opvallend dat het vergroten van de inzet van aardgas (brandstofs substitutie) tot de meest kosteneffectieve opties voor CO₂ behoort.

Welke technologieën?

De technieken die op termijn van 2030/2040 in Nederland een rol moeten spelen voor CO₂-reductie zijn nu al min of meer te identificeren. Welke technieken zijn dit? Op basis van een vergelijking van de uitkomsten met de SYRENE-studie kan tot op zekere hoogte een antwoord worden gegeven op deze vraag.

In de SYRENE-studie, die in 1995 is afgerond, zijn technieken geïdentificeerd met betrekking tot hun toekomstmogelijkheden op termijn 2030/2040. Hiervoor is een groot aantal scenario-berekeningen uitgevoerd met verschillende aannamen voor CO₂-emissiedoelstellingen, energieprijzen en de toelaatbaarheid van technieken met een onzekere maatschappelijke ontwikkeling. De CO₂-emissiedoelstellingen betroffen ook zeer drastische doelstellingen (meer dan 50% reductie). Als technieken in meer dan 80% van de scenario's een rol speelden, zijn ze getypeerd als 'robuust'. Daarnaast zijn 'kritische' en 'minder significante' technieken onderscheiden, die respectievelijk onder specifieke omstandigheden onmisbaar zijn of niet of nauwelijks vooruitzichten hebben.

Technologie in de scenario's

Vanuit het oogpunt van de eerder genoemde flexibiliteit, zou het goed zijn indien de robuuste technieken van SYRENE ook een significante rol spelen in de scenario's uit eerdere hoofdstukken. Het is daarnaast van belang om ook met kritische technologieën ervaring op te doen, dus deze zouden ook een (kleine) rol moeten spelen in de scenario's. Het blijkt dat de resultaten van SYRENE en de scenario's in grote lijnen met elkaar in harmonie zijn. Dit geldt bijvoorbeeld voor besparingen bij elektrische apparaten (robuust), micro warmtekracht (minder significant), gasturbines en STEG's voor elektriciteitsopwekking (robuust), beperkte uitbreiding van warmtedistributie (robuust), zonnecellen (kritisch) en windturbines op land en op zee (kritisch). Echter, er zijn ook technieken te identificeren in de scenario's waarvoor de resultaten niet in lijn zijn met de uitkomsten van SYRENE:

- In SYRENE is een niet-standaard invulling van de energie-infrastructuur frequent robuust. Toepassing van elektrische warmtepompen in nieuwbouwwoningen en in kantoren kwam als robuust naar voren in de SYRENE-studie, mede door optimistische verwachtingen aangaande de toekomstige kosten. In de scenario's is de rol van elektrische warmtepompen echter nogal summier. Dit is voor een belangrijk deel te herleiden naar het verschil in economische uitgangspunten.
- Elektrische stadsauto's zijn een robuuste techniek in SYRENE. In de scenario's, die minder ver vooruitkijken dan SYRENE, breken elektrische voertuigen echter nog niet door.
- Besparingen bij voertuigen zijn zeer robuust in SYRENE. Het betrof onder andere verbeterde interne verbrandingsmotoren en lichtere en meer aerodynamische voertuigframes. Maatregelen met een besparingseffect van 45% ten opzichte van het energieverbruik van de huidige voertuigen (4 liter auto) bleken robuust. De besparingen bij auto's blijven in de scenario's achter bij deze SYRENE-resultaten. De reden is dat dit soort ontwikkelingen in de transportsector op Europees niveau afgedwongen moeten worden, hetgeen in de scenario's niet is aangenomen (zie ook paragraaf 6.5).
- Twee industriële processen zijn robuust in SYRENE terwijl ze niet aan bod komen in de scenario's. Het betreft hier inerte anodes bij aluminiumproductie en toepassing van membranen bij elektrolyse voor chloorproductie. Het bestaan van technische onzekerheden rondom deze processen was aanleiding deze technieken niet of anders (duurder) mee te nemen.
- Verschillende technieken voor elektriciteitsopwekking komen in SYRENE als kritisch naar voren terwijl in de referentiescenario's met deze technieken geen nieuwe ervaring wordt opgedaan. Het betreft de KV-STEG (al of niet met CO₂-afvang), brandstofcellen voor warmte/kracht-koppeling-doeleinden en de hoge temperatuur gasreactor (HTGR). Deze opties zijn doorgaans te duur bevonden in de referentiescenario's.
- SYRENE kent het verruimen van de blik op duurzame energiebronnen in de richting van het buitenland ook de classificatie 'kritisch' toe. Import van elektriciteit of brandstoffen op basis van duurzame energiebronnen in het buitenland heeft vaak comparatieve voordelen ten opzichte van toepassing in Nederland. Dit geldt met name voor zonnecellen geplaatst in zuidelijker oorden dan Nederland (hogere opbrengst, betere inpassing), waterkracht (opslag van elektriciteit) en biomassa (potentieel). In de scenario's is weinig aandacht voor elektriciteitsimport, omdat het in die scenario's in de eerste plaats gaat om knelpunten te analyseren die ontstaan als Nederland in zijn eigen elektriciteitsbehoefte moet voorzien.

Technologie en flexibiliteit

De onzekerheden rondom toekomstige doelstellingen voor CO₂-emissies vragen ook een energievoorziening die meer flexibel is (zie de vorige paragraaf). Technologische ontwikkeling zou zich daarom ook moeten richten op technieken die de flexibiliteit van de energievoorziening kunnen verhogen. Daarbij kan onder meer gedacht worden aan een meer toegankelijke distributie-infrastructuur, een elektriciteitsdistributie-net dat geschikt is voor teruglevering, lokale opslagsystemen voor elektriciteit, vergroten van de capaciteit van elektriciteitsverbindingen met het buitenland, ruimtelijke planning van activiteiten die restwarmte-benutting en CO₂-opslag gemakkelijker maakt, experimenteren met grondstoffen op basis van meer duurzame bronnen, optimale zon-oriëntatie van dakoppervlak bij nieuwbouw, verhogen van de recyclebaarheid van producten, etc. [19].

Drijvende krachten voor technologie-ontwikkeling

Door de drijvende krachten te beschouwen die van invloed zijn op technologische ontwikkeling kan een visie worden gecreëerd over de wenselijk randvoorwaarden voor technologische ontwikkelingen. Daarmee kan de toekomstige technologische ontwikkeling nog steeds niet voorspeld worden, maar er kan wel meer gemeld worden over de kansen van gewenste ontwikkelingen.

De belangrijkste drijvende krachten voor energie-onderzoek betreffen [21]:

- kostenreductie,
- zorg over het milieu,
- privatisering en liberalisatie,
- globalisatie van markten en,
- voorzieningszekerheid.

Vershillende van deze drijvende krachten zijn de laatste jaren in omvang en oriëntatie veranderd. De milieuzorg betrof in de jaren '70 vooral lokale luchtverontreiniging. Via de belangstelling voor regionale luchtvervuiling is de aandacht nu verschoven naar klimaatverandering. Door privatisering en liberalisatie van energiemarkten staan de inspanningen van energiebedrijven op het gebied van R&D onder druk. In Engeland zijn de uitgaven voor lange termijn R&D drastisch afgenomen na de privatisering van de elektriciteitsbedrijven. Vooral op het gebied van engineering van elektriciteitscentrales en in de winning van gas en olie vindt een toenemende globalisatie van de markt plaats. De vooruitzichten om technieken te kunnen exporteren naar buitenlandse markten bepaalt het energie-onderzoek in steeds sterkere mate. Daarentegen is het steeds moeilijker om als nieuw bedrijf in een bestaande technologiemarkt een markt-aandeel te verwerven. Voorzieningszekerheid, tenslotte, was van oudsher een belangrijk issue voor energie-onderzoek. Door de lagere energieprijzen en de minder sterke rol van OPEC krijgt dit issue minder belangstelling. Het is echter waarschijnlijk dat wanneer de importafhankelijkheid van landen weer toeneemt, deze drijvende kracht een hernieuwd belang zal krijgen.

Technologische ontwikkeling als toverwoord

Technologische ontwikkeling wordt vaak als een soort 'toverwoord' gebruikt als zijnde de oplossing voor lastig op te lossen problemen. Dit is ook in het geval bij problemen van de energievoorziening, zoals milieubelasting en uitputting van voorraden. Bewust of onbewust gaan velen er van uit dat de techniek ooit de oplossingen zal brengen.

Technologische ontwikkeling is natuurlijk ook een politiek aantrekkelijke manier om problemen te verminderen omdat je niet of beperkt aan de (keuze)vrijheid van individuen hoeft te komen waardoor de (maatschappelijke) weerstand beperkt is. De historie maakt duidelijk dat we niet blind kunnen varen op technologische ontwikkeling. Technologische ontwikkeling komt niet vanzelf, er moet wel het een en ander voor gebeuren.

Rol van de overheid

Door liberalisatie en privatisering staat lange termijn onderzoek onder druk. Dit is een bedreiging voor de verdere ontwikkeling van sommige energietechnieken. Onderzoek aan de technieken werd tot een jaar of 5 geleden niet alleen gefinancierd door de overheid maar ook door energiebedrijven. Dit deel van het lange termijn energieonderzoek is sterk onder druk komen te staan als gevolg van privatisering en liberalisatie in het energiewereldje. De lange termijn visie mag bij technologische ontwikkeling echter niet ondergesneeuwd raken. Binnen de huidige marktverhoudingen kunnen bedrijven zich steeds minder veroorloven om onderzoek te ondersteunen waarvan de baten pas na 10 jaar of langer zullen optreden. Hier resteert dus een rol voor de overheid. Deze moet vanuit een visie op het verkleinen van lange termijn risico's en de rol die een klein land als Nederland kan spelen op het gebied van technologische ontwikkeling, technieken die nog een lang ontwikkelingspad hebben blijven ondersteunen en de randvoorwaarden scheppen die innovatie bij bedrijven ondersteunen. Er liggen hier ook kansen. Door te anticiperen op de mogelijke wendingen in de ontwikkeling van de energievoorziening kan een technologische basis ontwikkeld worden die op termijn vruchten kan afwerpen voor de Nederlandse economie. Als er op deze wijze invulling wordt gegeven aan klimaatbeleid kan Nederland een aantrekkelijke voorlopersrol blijven spelen op het gebied van internationaal klimaatbeleid. Technische ontwikkeling is ook gebaat bij een inkadering door bijvoorbeeld kunstmatige marktniches te creëren. Technieken raken dan enigszins ingebed in de maatschappij. Hierdoor wordt een 'aanloop' genomen waardoor de techniek later via schaaleffecten naar volwassenheid kan 'springen'. De overheidsdoelstellingen die minimale aandelen voor duurzame energiebronnen beogen zijn daar een goed voorbeeld van.

6.5 Conclusies

Flexibiliteit cruciaal

Op lange termijn zijn er voor de energievoorziening grote onzekerheden met betrekking tot de voorzieningszekerheid, effecten van liberalisatie, doelstellingen voor de uitstoot van broeikasgassen en de consequenties van technische ontwikkeling. Vanwege de onzekerheden is het niet mogelijk om één optimale strategie te ontwikkelen. In plaats daarvan moet de energievoorziening voorbereid zijn op de mogelijke bedreigingen en de opportuniteiten die zich zullen voordoen. De belangrijkste leidraad hiervoor is het verhogen van de flexibiliteit van de energievoorziening. Een dergelijke strategie staat ook wel bekend als een hedging-strategie. Beslissingen met lange termijn consequenties waarvoor een gerede kans bestaat dat we die zullen betreuren als bepaalde ontwikkelingen plaatsvinden, moeten uit de weg worden gegaan.

Flexibiliteit ten aanzien van voorzieningszekerheid kan bereikt worden door in Nederland voldoende aardgasreserves te bewaren om op termijn in situaties van tijdelijke

vermindering van de aardgastoevoer van elders, zelf in staat te blijven om gedurende korte periodes de tekorten te kunnen aanvullen. Voldoende reserves bewaren betekent minder aardgas gebruiken en exporteren en/of meer importeren.

Flexibiliteit ten aanzien van het broeikaseffect is erg belangrijk, gezien het feit dat enerzijds de CO₂-emissies in de scenario's nog stijgen, terwijl anderzijds de verwachting is dat in 2040 vergaande reducties gehaald zullen moeten worden. Dit betekent dat de inertie van de energievoorziening verminderd moet worden. Dit geldt vooral voor het eindgebruik van energie. Middels onze wijze van bouwen, de energie-infrastructuur en ruimtelijke verdeling van activiteiten wordt heel veel vastgelegd over het toekomstige energiegebruik en de mogelijkheden dit te beïnvloeden. Bij het ontwerp van producten, het bouwen van huizen en het maken van ruimtelijke ordeningsplannen dient veel beter rekening te worden gehouden met veranderende omstandigheden. In veel situaties kan dit relatief eenvoudig met geen of zeer beperkte meerkosten. Op die manier kunnen meer duurzame technieken die doorbreken ook snel een significante rol gaan spelen in de toekomstige energievoorziening.

Ontwikkeling van nieuwe technologieën draagt bij aan de flexibiliteit om ook op lange termijn een schone, efficiënte, betrouwbare en betaalbare energievoorziening te realiseren. Binnen de huidige marktverhoudingen kunnen bedrijven zich steeds minder veroorloven om onderzoek te ondersteunen waarvan de baten pas na 10 jaar of langer zullen optreden. Hier resteert dus een belangrijke rol voor de overheid, om de maatschappelijke inbedding van technologie-innovatie te blijven garanderen.

Lange termijn vergt steeds meer aanpak op West-Europees niveau

De lange termijn voorzieningszekerheid, elektriciteitsmarkten, milieubeleid en technologische ontwikkelingen zijn zaken waarvoor het in toenemende mate van belang is om op de schaal van West Europa beleid te voeren. We kunnen al constateren dat de schaal van West Europa steeds belangrijker is geworden. Energiebeleid wordt nog door landen gemaakt, maar in toenemende mate moet geconstateerd worden dat er grenzen zijn aan het bereik van dit nationale beleid. Zo wordt het tempo van besparing bij tal van technieken, zoals personenauto's en elektrische apparatuur, bepaald door internationale normen en kan nationaal weinig aan dit beleid worden toegevoegd. Ook aan internationaal milieubeleid wordt voor een belangrijk deel op Europese schaal invulling gegeven. Het internationale karakter zal alleen maar verder toenemen. De nationale grenzen aan de inpassing van warmtekracht en windturbines zullen al snel in zicht komen. Door elektriciteitsnetten van landen sterker met elkaar te verbinden kunnen de problemen hieromtrent verminderd worden. Daarnaast bestaan er mogelijkheden om via West-Europees beleid de rol van duurzame energie in de energievoorziening groter (en meer kosteneffectief) te maken, dan als alle landen individueel te werk gaan. Daartoe moet energie uit duurzame bronnen worden opgewekt op de lokale condities waar dat voor die duurzame energiebron het meest gunstig zijn. Elektriciteitsopwekking op basis van PV-systemen kan bijvoorbeeld het beste op zuidelijke lokaties in Europa plaatsvinden. In Zuid-Spanje is de opbrengst 80% hoger dan in Nederland en de productie van elektriciteit is veel gunstiger over het jaar verdeeld. Een echt groot windpark op de Noordzee kan alleen bestaan als de elektriciteit in een groot deel van Europa kan worden ingezet. Het is hiervoor noodzakelijk dat het Europese elektriciteitsnet sterker verknoopt wordt. Nieuwe hoogspanning gelijkstroom (HVDC) verbindingen kunnen bijdragen aan een geoptimaliseerde inzet van elektriciteit uit

duurzame bronnen. Dergelijke ontwikkelingen zullen bovendien het realiseren van drastischer vermindering van de CO₂-uitstoot mogelijk maken.

7. DE KEUZE VAN BELEIDSINSTRUMENTEN

7.1 Probleemschets en aanpak

In de ECN/Kyoto-variant met vergaande CO₂-reductie uit hoofdstuk 5 is gebleken dat het simpelweg toevoegen van steeds meer of zwaardere instrumenten niet leidt tot een evenredige grotere CO₂-reductie; er ontstaat verlies van effectiviteit en afstemmingsproblemen. Deze resultaten nopen tot een bezinning op het beleidspakket, met name bij eventuele intensivering. Een discussie over een (meer) optimaal pakket van beleidsinstrumenten moet allereerst uitgaan van:

- de aard van de aan te pakken knelpunten,
- de toekomstige situatie (sociaal-economische ontwikkeling, marktwerking, Europees beleid, etc.),
- de kwaliteit van de instrumenten.

De aard van de knelpunten is reeds eerder geschetst. De toekomstige omgeving, waarin de beleidsinstrumenten moeten functioneren, is onzeker. Daarom moeten de mogelijke effecten zo nodig getest worden in verschillende scenario's. Een belangrijke complicerende factor daarbij is de mate van marktwerking in de toekomstige energievoorziening. De kwaliteit van instrumenten betreft o.a. de praktische uitvoerbaarheid, het draagvlak, de kosten en de effectiviteit. Ook deze zijn niet absoluut, maar afhankelijk van de toekomstige omgeving.

Om vervolgens te bepalen wat een meer optimale set van beleidsinstrumenten zou kunnen zijn, moet het pakket beoordeeld worden op een aantal aspecten. Een aanzet daartoe wordt hier gegeven. Allereerst wordt gekeken naar de 'dekkingsgraad' van het instrumentarium per sector en toepassing van energie. Vervolgens wordt gekeken naar criteria voor effectieve instrumenten en mogelijke restricties op de inzet van instrumenten. Daarbij wordt ook de toenemende interactie tussen beleidsmaatregelen beschouwd. Tenslotte worden conclusies getrokken t.a.v. de keuze van (nieuwe) extra beleidsinstrumenten om alsnog de knelpunten aan te pakken en de beleidsdoelstellingen te halen.

7.2 Dekkingsgraad en effectiviteit beleidsinstrumentarium

Dekkingsgraad

In [21] is een uitvoerige inventarisatie gemaakt van bestaande en potentiële beleidsinstrumenten en is beoordeeld op welke onderdelen van het Nederlandse energieverbruik (per sector en per soort verbruik) deze instrumenten effect hebben. Uit deze inventarisatie is gebleken dat er een aantal witte vlekken is, d.w.z. onderdelen van het energiegebruik waarop deze instrument weinig of geen vat hebben. De belangrijkste witte vlekken zijn:

- MKB en lichte industrie: al het verbruik,
- Huishoudens: ruimteverwarming bestaande koopwoningen,
- Huishoudens: overige elektrische apparatuur,

- Kantoresectoren: ruimteverwarming bestaand huurpanden,
- Land- en tuinbouw: CO₂-bemesting,
- Land- en tuinbouw: assimilatiebelichting,
- Zware industrie: grondstofverbruik,
- Transport: vrachttransport over de weg.

Effectiviteit

Uit het overzicht blijkt dat het aantal instrumenten sterk verschilt per deelverbruik. Dit hoeft echter nog niets te zeggen over de effectiviteit van het beleid; een strenge EPN voor verwarming van nieuwbouwwoningen kan andere instrumenten overbodig maken. Anderzijds kan, met een groot aantal vrijblijvende, incidentele of overlappende instrumenten, het beleidsresultaat tegenvallen.

Zeer effectief zijn instrumenten die:

- een groot deel van de doelgroep bereiken,
- weinig 'ontsnappingsmogelijkheden' bieden,
- een controleerbaar resultaat leveren,
- aangrijpen op enkele actoren,
- geen conflicten met bestaande belangen veroorzaken.

Om de werkelijke invloed van het beleid vast te stellen is, op basis van genoemde criteria, van elk instrument bij elk deelverbruik de globale effectiviteit ingeschat. Vervolgens is een totaalscore per deelverbruik bepaald. Zeer effectief lijkt het beleid bij verwarming van nieuwbouwwoningen en, potentieel, bij nieuwe utiliteitsbouw; minder effectief (niet in de breedte maar in de diepte) bij de MJA-bedrijven, het MKB en de lichte industrie.

7.3 Inzetrestricties beleidsinstrumenten

Bij de in hoofdstuk 4 beschreven instrumenten zal de inzet waarschijnlijk niet stuiten op al te veel invoeringsproblemen. Dit is mede een gevolg van een keuze voor niet al te ingrijpende instrumenten; de consequentie is dat ze slechts in beperkte mate bijdragen aan het oplossen van knelpunten. In de ECN/Kyoto-variant uit hoofdstuk 5, waarin het invullen van een bepaalde beleidsdoelstelling centraal staat, wordt echter een verlies aan effectiviteit geconstateerd bij het steeds verder intensiveren van het beleid voor CO₂-reductie.

In het algemeen, maar met name bij een vergaand nationaal pakket van beleidsinstrumenten, kunnen de volgende problemen ontstaan:

- steeds meer z.g. free riders bij stimuleringsregelingen,
- een onevenwichtige inzet tussen sectoren,
- aangrijpen op onderdelen van totale ketens,
- conflicten met marktconform werkende energiebedrijven,
- optreden van rebound-effecten,
- internationale afstemming,
- lokatie-effect energie-intensieve activiteiten,
- verlies van effectiviteit door interactie instrumenten.

Free riders

Hoe groter het deel van het technische potentieel aan besparing of duurzame bronnen dat men wil implementeren m.b.v. stimuleringsmaatregelen, hoe groter de kans op de z.g. free riders. Deze profiteren ten onrechte van extra gunstige beleidsmaatregelen die bedoeld zijn om ook het minder aantrekkelijke deel van het besparings- of duurzame potentieel te realiseren. De berekeningen voor de Commissie Vergroening Belastingstelsel (zie hoofdstuk 4) laten zien dat er bij algemene steunverlening sprake is van veel z.g. free riders. De effectiviteit van de stimulering is daarom laag.

Energetische tweedeling

Vergaande beleidsinstrumenten zullen sneller leiden tot schade aan de concurrentiepositie van energie-intensieve bedrijven, die veelal internationaal werken. Daarom zullen veel nieuwe instrumenten gericht worden op huishoudens en bedrijven, die niet bloot staan aan internationale concurrentie. Hierdoor dreigt, op het beleidsmatige vlak, een energetische tweedeling te ontstaan tussen enerzijds kleine verbruikers, die hoge kosten maken om zeer efficiënt energie te gebruiken, en anderzijds grootverbruikers, die dankzij lagere prijzen, subsidies, etc. in verhouding minder efficiënt omgaan met energie¹¹. Energie-intensieve activiteiten worden daarmee onbedoeld bevoordeeld t.o.v. energie-extensieve activiteiten. Deze algemene trend staat overigens los van het bereiken van een hogere energie-efficiency bij Nederlandse bedrijven t.o.v. vergelijkbare buitenlandse bedrijven (benchmarking).

Het energieverbruik van de bedrijven komt uiteindelijk terecht in het consumptiepakket van de huishoudens; dit indirecte verbruik vormt nu reeds twee-derde van het aan consumenten toe te rekenen energieverbruik (de rest is direct verbruik in de woning en de auto). Huishoudens maken dus hoge kosten om hun directe verbruik te beperken maar betalen relatief weinig voor de in producten en diensten verwerkte energie.

Met name bij prijsverhogende maatregelen is een concentratie op kleinere verbruikers minder effectief; de prijselasticiteit is bij deze verbruikers in het algemeen (veel) lager dan bij de grootverbruikers. De reden hiervoor is dat de z.g. transactie- of informatiekosten bij besparing door kleinverbruikers veel hoger zijn dan bij grotere verbruikers; de jaarlijkse kostenbesparing bij zuiniger apparaten staat vaak niet in verhouding tot de (kostbare) vrije tijd die een optimale keuze vereist. Bij grootverbruikers loont het inschakelen van specialistische kennis wel vanwege de omvang van de kostenbesparing.

Aangrijpen op onderdelen van totale ketens

Het huidige beleid voor efficiencyverbetering grijpt aan op slechts een deel van de totale productieketen, welke loopt van grondstof via bewerking, verkoop en gebruik tot de afvalfase, en eventueel recycling. Een meer integrale benadering zou kosteneffectiever kunnen zijn, b.v. het wijzigen van produktspecificaties bij eenzelfde functievervulling (b.v. dunnere glazen of metalen verpakking) of recycling van afgedankte pro-

¹¹ Energie-intensieve bedrijven hebben weliswaar, juist omdat energie voor hen een belangrijke kostenpost is, al veel aan energiebesparing gedaan, maar ze gaan niet verder dan die maatregelen die economisch rendabel zijn. Bij vergaand energiebesparingsbeleid zullen bij de kleine verbruikers ook maatregelen getroffen worden die niet economisch rendabel zijn.

ducten. Vanuit het klimaatbeleid zou ook het gebruik van andere (duurzame) inputs in productieprocessen een aantrekkelijker alternatief kunnen zijn.

Conflicten met marktconform werkende energiebedrijven

Tot dusverre zijn instrumenten ingezet die relatief weinig ingrepen in de gebruikelijke werkwijze van de actoren, waaronder de nutsbedrijven en de energieverbruikers. Bij een intensiever beleid bestaat meer kans op tegengestelde belangen; er is dan b.v. geen sprake meer van alleen maar kiezen voor besparingsopties die voor de gebruikers een (flink) voordeel betekenen. Daarnaast gaan de vroegere nutsbedrijven zich meer marktconform opstellen t.a.v. door hen uit te voeren energiebeleid; een vrijwillig opgesteld Milieu Actie Plan, met als doel bij te dragen aan de oplossing van een maatschappelijk probleem, lijkt in de toekomst niet meer mogelijk. Het is natuurlijk wel denkbaar dat energiebedrijven dergelijke acties voeren uit het oogpunt van klantvriendelijkheid.

Verder zal meer marktwerking in de gasvoorziening de al decennia bestaande beleidsmatige koppeling van de gasprijs aan die van vergelijkbare olieproducten onder druk zetten. Als dit tot lagere gasprijzen leidt (zoals het geval is bij de aan te leggen pijpleiding van Engeland naar België, die een aftakking naar Nederlandse bedrijven krijgt) belemmert dit het realiseren van besparingen. Ook de beleidsoptie om met de gasprijzen ontwikkelingen te sturen, zoals b.v. warmte/kracht-koppeling, kan mogelijk niet meer in deze vorm plaatsvinden. Anderzijds is het mogelijk dat een meer marktconforme prijsvorming leidt tot hogere prijzen dan nu het geval is, b.v. bij zeer zuinige nieuwbouwwijken. Hier moet namelijk de investering in een gasnet terugverdiend worden bij een kleine afzet en hogere rentabiliteitseisen dan in het verleden het geval was.

Rebound-effecten

In het algemeen worden slechts rendabele besparingsmaatregelen genomen, die zichzelf terugverdienen over de levensduur van de zuiniger optie. Dit betekent dat huishoudens na het uitvoeren van de besparingsmaatregelen per saldo minder uitgeven voor hun energievoorziening. Dit uitgespaarde geld zal besteed worden aan extra consumptie van producten en diensten, waaronder energie; dit leidt tot extra energieverbruik in het huishouden of bij de productie. Een deel van (rendabele) besparing gaat dus verloren door de besteding van het financiële voordeel; dit is het z.g. rebound-effect van besparing. De grootte van het rebound-effect hangt af van de kosten/baten verhouding van de besparingsmaatregelen en van de aard van de extra besteding. Uit ECN-analyses is eerder gebleken dat het rebound-effect, bij zwaar gesubsidieerde maatregelen en een energie-intensief bestedingspatroon, tot zelfs 25% van de besparing teniet kan doen.

Internationale afstemming

Een steeds vergaander Nederlands beleid zal, gezien onze kleine open economie, leiden tot steeds meer ongewenste effecten indien het buitenland niet ongeveer eenzelfde pad volgt. Eerder is al gewezen op de positie van de energie-intensieve, internationaal opererende industrie, bij het invoeren van heffingen. Recent is dit ook gebleken bij de verhoging van de accijnzen op motorbrandstoffen. Verder kan in dat geval niet geprofiteerd worden van de voordelen van internationale samenwerking bij het ontwikkelen van geheel nieuwe (duurzame) technologie.

Lokatie-effect

Tot enkele jaren geleden werd ervan uitgegaan dat dematerialisatie bij de productie flink zou bijdragen aan de ontkoppeling van economische groei en energieverbruik. Recente trends voor Nederland wijzen echter in een tegengestelde richting (zie hoofdstuk 10). Ook als de ontkoppeling in de OECD-landen in de toekomst doorzet, behoeft dit nog niet voor Nederland te gelden. Juist het Nederlandse beleid om tot de meest energie-efficiënte producenten in de wereld te horen kan ertoe leiden dat de Nederlandse energie-intensieve industrie zijn internationale positie handhaaft of zelfs versterkt. Hoewel dit niet slecht is voor vermindering van de wereldwijde CO₂-uitstoot, maakt dit de ontkoppeling en het halen van bepaalde afgesproken emissiedoelstellingen wel moeilijker voor Nederland.

Effectiviteitsverlies door stapeling van beleidsinstrumenten

Vanaf begin negentiger jaren is een groot aantal nieuwe beleidsinstrumenten ingezet (zie ook [22]). Bovendien is de aanpak van de energie- en CO₂-problematiek niet meer alleen de verantwoordelijkheid van EZ en VROM. Verinnerlijking van het milieu-aspect in maatschappelijke activiteiten heeft geleid tot het betrekken van andere ministeries en steeds meer maatschappelijke organisaties bij de uitvoering van het beleid (V&W, LNV, Financiën, Distributiebedrijven, Sep, Gasunie, Gemeenten, branchorganisaties, etc.). Dit is echter ten koste gegaan van de duidelijkheid over verantwoordelijkheden. De noodzakelijke coördinatie van de vele activiteiten stelt, met zoveel betrokken partijen, zware eisen aan het overheidsbeleid. Met name bij een verdergaand beleid op korte termijn lijkt deze aanpak, die iedereen ruimte geeft voor een eigen invulling, minder optimaal.

7.4 Kwantificeren interactie-effecten

De effecten van de negatieve interactie tussen beleidsinstrumenten kunnen worden geïllustreerd aan de hand van resultaten van exercities met het SAVE-model. Het is een z.g. bottom-up simulatiemodel dat in staat is de effecten van de inzet van verschillende instrumenten door te rekenen, zowel apart als in bepaalde combinaties. Voortbouwend op de berekeningen voor de Derde Energienota [7] zijn met de SAVE-module Huishoudens de marges voor de beleidsmatige invloed op de energievraag verkend, in de vorm van een maximale en een minimale case voor het jaar 2020. In de minimum-beleid case wordt uitgegaan van de huidige heffingen, een beperkte groei van stadsverwarming, het verdwijnen van de subsidies na 2000, geen enkele kostendaling bij investeringen in besparingen, geen aanscherping van verbruiksnormen en een rentevoet van 8% (reëel) op alle investeringen in besparing.

In de hier gekozen maximum-beleid case wordt gewerkt met:

- een sterke toename van stadsverwarming,
- handhaven van de subsidies op besparing uit 1995,
- verdriedubbeling van de Kleinverbruikersheffing per 2000,
- forse kostendalingen, deels t.g.v. technologische stimulering,
- strenge normgeving voor apparaten (voorzover rendabel over de levensduur),
- een rentevoet van 0% voor investeringen in besparing, b.v. via fiscale faciliteiten.

Om de bijdrage te schatten van elk afzonderlijk instrument, gegeven het wel of niet aanwezig zijn van de andere instrumenten, is een groot aantal mogelijke combinaties

van instrumenten doorgerekend. Een selectie van de berekeningsresultaten wordt gegeven in Tabel 7.1. In de eerste kolom wordt de verandering in het totale verbruik (primaire) vermeld voor het geval aan de Minimum-beleid case een bepaald instrument wordt toegevoegd. In de tweede kolom de verbruiksmutatie wanneer hetzelfde instrument uit de Maximum-beleid case wordt weggehaald. Hieruit blijkt dat de bijdrage van de afzonderlijke instrumenten vaak sterk afhankelijk is van de volgorde waarin ze worden ingezet. Indien b.v. heffingen als eerste worden ingezet (minimum-beleid plus heffing) levert dit meer dan twee maal zoveel extra besparing op vergeleken bij inzet als laatste instrument (Maximum-beleid minus heffing). Ook het effect van subsidies is sterk afhankelijk van andere instrumenten; na invoering van b.v. strenge normgeving zal subsidieverstrekking nauwelijks meer effect hebben. Normgeving blijkt het meest robuust; ook als 'laatste' ingezet levert deze beleidsmaatregel nog een aanzienlijke bijdrage. Overigens moet aan de onderlinge verschillen tussen de besparingseffecten niet teveel gewicht worden toegekend; deze wordt immers sterk bepaald door de hier gekozen reikwijdte van de instrumenten.

Tabel 7.1 *Besparingseffect van instrumenten afhankelijk van inzetvolgorde [PJ]*

	Minimum-beleid case plus....	Maximum-beleid case minus....
Subsidie	23	1
Heffing	40	17
Technologie	59	15
Normgeving	125	100
Rentevoet	80	29

De voortdurende stapeling van instrumenten kan ook leiden tot een afnemende effectiviteit en draagvlak van het beleid. Sommige verbruiksectoren, zoals huishoudens, worden met veel instrumenten tegelijk aangepakt (diverse MAP-maatregelen, EPN, ISO-HR, voorlichting, REB, groene stroom, groen beleggen, OEI/EPL). Via beleidsafspraken met zowel de installatiebranche, de Gemeenten en de distributiebedrijven wordt het MKB van meerdere kanten benaderd t.a.v. energiebesparing. Daarnaast gelden nog allerlei stimuleringsregelingen van de centrale overheid. Desondanks wordt dit onderdeel van het totale verbruik te weinig bereikt met het beleid (zie ook paragraaf 7.2).

Andere vormen van interactie ontstaan bij het beslag op financiële regelingen. Bijvoorbeeld bij de varianten met selectieve stimulering komt die prikkel boven op de bestaande stimuleringsmaatregelen zoals VAMIL en EIA. Door de selectieve stimulering ontstaat er ook een extra beslag op de bestaande VAMIL en EIA, omdat er meer investeringen in besparingsmaatregelen worden uitgelokt.

7.5 Aanzet voor een optimaal pakket van beleidsinstrumenten

Uitgaande van de hiervoor beschreven problematiek van de dekkinggraad en de inzetrestricties wordt hier per sector een aanzet gegeven voor een meer optimaal pakket beleidsmaatregelen, gericht op besparing en meer duurzame energie. Per sector wordt

eerst zeer kort enkele relevante karakteristieken gegeven. Begonnen wordt met een aantal algemeen gehanteerde uitgangspunten.

Algemene richtlijnen

- Aangrijpen op het 'natuurlijke' moment, d.w.z. bij vervanging van apparaten en installaties, bij koop van een (bestaand of nieuwbouw)huis, bij de aanvraag voor een vergunning voor verandering van productieprocessen, etc.
- Beleidsmatig creëren van een potentiële 'vraag' naar besparende en duurzame opties bij de uiteindelijke gebruikers van deze energie-installaties.
- Daarnaast beïnvloeden van de actoren die direct invloed hebben op het 'aanbod' van energie-systemen: de fabrikanten, installateurs, energiebedrijven, architecten, etc.
- Naast een relatief strikte aanpak van besparing een wat vrijblijvender aanpak van ontsparende structureffecten (wel afremming, maar geen absolute restrictie bij bepaalde activiteiten).
- Vermijden van verstoring van bestaande concurrentieverhoudingen door een gepaste reikwijdte van de instrumenten (groepen verbruikers met dezelfde markt qua product op regionaal, nationaal of Europees niveau) en/of door de keuze van de soort maatregelen.
- Flexibiliteit inbouwen, b.v. door de mogelijkheid te bieden fysieke maatregelen bij het eigen verbruik in te ruilen voor (minstens even dure) compenserende maatregelen elders, b.v. via een systeem van besparings- of CO₂-certificaten. Bij de kleinste verbruikers kan zo'n systeem ook voorkomen dat soms extreem hoge kosten moeten worden gemaakt bij het bereiken van sectorale doelstellingen terwijl elders veel goedkopere reductie mogelijk is.

Huishoudens

Kenmerken

Specifieke problemen t.a.v. te voeren energiebeleid zijn de volgende. Een deel van het verbruik is sterk afhankelijk van (milieuvriendelijk) gedrag, dat in de praktijk niet voor langere tijd is bij te sturen. Bij de vele betrekkelijk kleine besparingsopties is sprake van relatief hoge transactie/informatiekosten (kostbare vrije tijd); bovendien lijkt de interactie tussen consument en fabrikant bij elektrische apparaten onvoldoende te leiden tot het op de markt komen van zeer zuinige apparaten. De huidige grotendeels gevariabiliseerde energierekening, die gunstig is voor besparing, is niet in overeenstemming met de kostenstructuur, waarin de vaste kosten voor energielevering overheersen.

Concreet beleidspakket

- Flink hogere heffingen, tot minstens het (reële) prijsniveau van begin jaren tachtig, t.b.v. afremming van aanschaf en gebruik van nieuwe veel energie verbruikende apparaten, deels t.b.v. financiering van het stimuleringsbeleid, maar vooral voor het scheppen van een potentiële vraag naar zuiniger en schonere energiesystemen, het rendabel maken van andere beleidsmaatregelen en tenslotte het verminderen van het rebound-effect.
- Beïnvloeding van het aanbod van een beperkt aantal fabrikanten, waardoor alleen zuinige apparaten gekozen kunnen worden en er ook voldoende aanbod is van zeer

zuinige versies (conform de 'procurement' aanpak in Zweden tussen consumentenorganisaties en fabrikanten).

- Selectieve stimulering van een aantal daarvoor meest gevoelige besparingsopties (dus beperkt free rider effect), mede t.b.v. het mogelijk maken van het 'terugverdienen' van de betaalde heffing
- Ter beïnvloeding van het verbruik voor ruimteverwarming bij bestaande koopwoningen kan een besparingspakket (diverse soorten isolatie plus HR-ketel) recht geven op een certificaat. Bij verkoop van de woning kan dit b.v. overdrachtsbelasting besparen.
- Bij het woningbestand van verhuurders koppelen van de eisen bij renovatie aan de EPN-eisen voor nieuwbouw, mede t.b.v. een uit energetisch oogpunt optimale keuze tussen sloop/nieuwbouw en renovatie.
- Regelgeving voor toekomstige marktconforme elektriciteitstarieven ter voorkoming van ontsparende ontwikkelingen (b.v. sterk degressief tarief, all-in jaarlijks bedrag voor elektriciteit plus diensten, hoge kosten voor netaansluiting bij nul-energie-woningen).
- Aanvullende certificatenregeling (zie Algemeen).

Kleinverbruikers MKB en lichte industrie

Kenmerken

De specifieke problematiek vanuit het beleid komt sterk overeen met die van huishoudens, waaronder de schaalgrootte van verbruik en besparingen en de hoge informatie/transactiekosten. Een uniforme aanpak is alleen voor kleine subsectoren mogelijk vanwege de enorme diversiteit aan activiteiten; energie vormt nauwelijks een kostenfactor in de bedrijfsvoering.

Concreet beleidspakket

- Een vergelijkbare hoge heffing als bij huishoudens, hier echter met volledige terugsluizing, deels algemeen via de lonen, deels via ondersteuning bij energiebesparing.
- Minimum energie-eisen aan energie-installaties via de AMvB-Wet Milieubeheer.
- Afspraken met leveranciers van energieverbruikende installaties en architecten/bouwbedrijven over het toepassen van zuiniger opties, in combinatie met een financieel stimuleringspakket.
- Branchegebijzede verdergaande afspraken over het energieverbruik per gld omzet, mede ter vermijding van ontsparende veranderingen in de bedrijfsvoering.
- Verdergaande afspraken met projectontwikkelaars over besparing bij verhuurde winkelpanden.
- Aanvullende certificatenregeling (zie Algemeen).

Kantoren

Kenmerken

In tegenstelling tot MKB/lichte industrie is hier wel sprake van tamelijk uniforme activiteiten en aard van het energieverbruik; wel zijn er grote verschillen in de schaal van het verbruik en de gebouwkenmerken; energiekosten vormen nauwelijks een kostenfactor in de bedrijfsvoering.

Concreet beleidspakket

- Redelijk hoge heffingen met terugsluizing, deels via de lonen en deels via stimulering van besparing in gebouwen.
- Minimum eisen aan de bouwschil via de bouwvergunning plus extra globale EPN-eisen aan het gebouw inclusief faciliteiten. Afgeleide eisen bij verbouw van bestaande kantoren.
- Algemene afspraken over een standaard verbruik per werker voor de werkomgeving ter afremming van ontsparende trends (meer vloeroppervlak per werker) en stimulering telewerken.
- Ruimtekoeling met ingekocht energiedragers ontmoedigen via aanpassing van de EPN-gebouwen.
- Afspraken met commerciële verhuurders over verbruik voor ruimteverwarming.
- Creëren van een financieel belang bij besparing bij alle non-profit instellingen en semi-overheid (zoals bij onderwijs reeds gebeurt via de normvergoeding voor energieverbruik).
- Aanvullende certificatenregeling (zie Algemeen).

*Middelgrote verbruikers**Kenmerken*

Het verbruik is groot genoeg voor een individuele aanpak; de activiteiten en besparingsmogelijkheden zijn echter divers; de ruimte voor maatregelen is betrekkelijk groot omdat het gaat om een 'sheltered' sector en vanwege het kleine aandeel van de energiekosten.

Concreet beleidspakket

- Een matige heffing met terugsluizing, deels via de lonen, deels via besparingsmaatregelen in de sector.
- Minimum energie-eisen aan energie-installaties via de AMvB-Wet Milieubeheer.
- Voortzetting en aanscherping van de MJA-aanpak, in combinatie met vergunningverlening en financiële faciliteiten. Verplichte energiescan voor niet-MJA bedrijven. Energie verplicht onderdeel van het Bedrijfs Interne Milieuzorg Systeem (BIMS).
- Afspraken met ontwerpers en leveranciers van energieverbruikende installaties over het toepassen van zuiniger opties (Best Available Practice).
- Gesubsidieerde energiediensten door distributiebedrijven of installateursbranche;
- Verhoging van de WBM-heffing ter compensatie van een eventuele daling van de brandstofprijzen t.g.v. marktwerking.
- Aanvullende certificatenregeling (zie Algemeen).

*Grote/energie-intensieve verbruikers**Kenmerken*

Via een beperkt aantal bedrijven kan het beleid een groot deel van het industriële verbruik beïnvloeden. De zeer rendabele besparingsopties zijn grotendeels reeds gebeurd omdat energie een belangrijke kostenpost is. Verdere grote besparingen zijn vaak gebonden aan investeringen in nieuwe productieinstallaties en -processen; technologie-doorbraken vormen een bedrijfsrisico dat niet altijd opweegt tegen de mogelijke besparing. Alle instrumenten met een duidelijk effect op de internationale concurrentiepositie kunnen niet nationaal ingevoerd worden.

Concreet beleidspakket

- Lange termijn R&D-beleid voor energetisch en economisch efficiënte alternatieven bij vervanging van processen.
- Algemene minimum eisen t.a.v. energiezuinige installaties (Best Available Practice); redelijke rentabiliteitseisen voor zuiniger opties in de vergunningverlening.
- Doelstellingen en afspraken per afzonderlijk bedrijf over een maximale voorsprong t.o.v. buitenlandse concurrenten, gegeven een bepaald inspanningsniveau en financiële ondersteuning vanuit het beleid.
- Invoeren garantieregeling i.v.m. de financiële risico's bij introductie van doorbraaktechnologie.
- Compensatie van de daling van brandstofprijzen t.g.v. marktwerking via een verhoging van de WBM-heffing tot maximaal het internationale prijsniveau, opbrengst teruggesluisd als stimulering.
- Verdergaande inspanning naar gelang afspraken worden gemaakt op het niveau van de markt waarop geconcurrereerd wordt (Europees of eventueel wereldwijd).
- Ter bevordering van de flexibiliteit de mogelijkheid scheppen voor afkopen, eventueel tijdelijk, van besparingsverplichtingen via het betalen van maatregelen elders.

Transport

Kenmerken

Veel besparing vindt plaats via het mobiliteitsbeleid: vermindering van de verplaatsingsbehoefte, verandering van de modal split, langzamer rijden, hogere bezettingsgraad, etc. Verbruik voor transport wordt, hoewel onderdeel van de activiteiten van huishoudens en bedrijven, in het energiebeleid tot nog toe geheel los gezien van de rest van het verbruik. Technische maatregelen aan het voertuig kunnen alleen bij nieuwe auto's worden genomen in een Europese markt.

Concreet beleidspakket

- Zoveel mogelijk variabeliseren van de autokosten.
- Samen met enkele andere landen creëren van voldoende vraag naar zuiniger auto's om een breed aanbod uit te lokken; d.m.v. nationale stimulering het aandeel zuinige auto's maximaliseren.
- Verhoging van de accijnzen ter verbetering van de verhouding tussen autokosten en openbaar vervoer kosten, ter compensatie van lagere km-kosten bij zuiniger auto's, ter financiering van stimulerend aankoopbeleid, etc.
- Specifiek beleid gericht op confrontatie van gebruikers lease-auto's met de kosten van transport.
- Uitwerken Verkeers Prestatie Norm (naar analogie van EPL) voor nieuwe woonwijken. Gecombineerde doelstelling voor EPL en VPN.
- Verbruik t.g.v. mobiliteit van de werknemers en bezoekers toerekenen aan het energieverbruik van de mobiliteit genererende bedrijven en instellingen.
- Aanvullende certificatenregeling (zie Algemeen).

Aanbieders technologie

Kenmerken

De aanpak in het verleden, met subsidiëring van R&D direct door de overheid, maakt de stap van uitvinding naar marktrijp product moeizaam. De trend naar marktwerking vergroot dit probleem.

Concreet beleidspakket:

- De overheid helpt de aanbieders allereerst door een potentiële markt te creëren voor zuinige energiesystemen en duurzame bronnen in het algemeen.
- Daarnaast wordt het implementatieproces ondersteund (b.v. via demonstratieprogramma's van Novem).
- Slechts waar dit nodig is, b.v. vanwege de grote afstand tot marktrijpheid van technieken, wordt nog directe ondersteuning gegeven.

Energiebedrijven

Kenmerken

Vanwege marktwerking staat in de toekomst levering tegen concurrerende prijzen en voldoende rendement op het eigen vermogen, voorop. Daarnaast kunnen energiediensten, met o.a. besparing, geleverd worden, vindt produktdifferentiatie (groene stroom) plaats, maar kunnen ook winstgevende ontsparende activiteiten ontplooid worden.

Concreet beleidspakket

- Stimulering energiediensten, voorzover besparend (b.v. via fiscale regeling).
- Facilitering groene stroom via het niet hoeven betalen door de klant van REB.
- Zo nodig een aanvullende verplichting tot het leveren van een bepaald percentage duurzaam opgewekte stroom.
- Tendering bij concessieverlening voor afzetgebieden (b.v. VINEX-lokaties) ter stimulering van de meest milieuvriendelijke energievoorziening.

8. MARKTWERKING IN DE ENERGIEVOORZIENING

8.1 Inleiding

De liberalisatie van de energiemarkten in Nederland en andere landen van Europa zal belangrijke consequenties hebben voor onder andere de structuur van deze markten, de prijzen voor de afnemers en de positie van de Nederlandse bedrijven op de Europese markt. Deze consequenties zullen in het algemeen sterk afhankelijk zijn van zowel de mate van liberalisatie als verschillen in openstelling van markten tussen de landen van de EU.

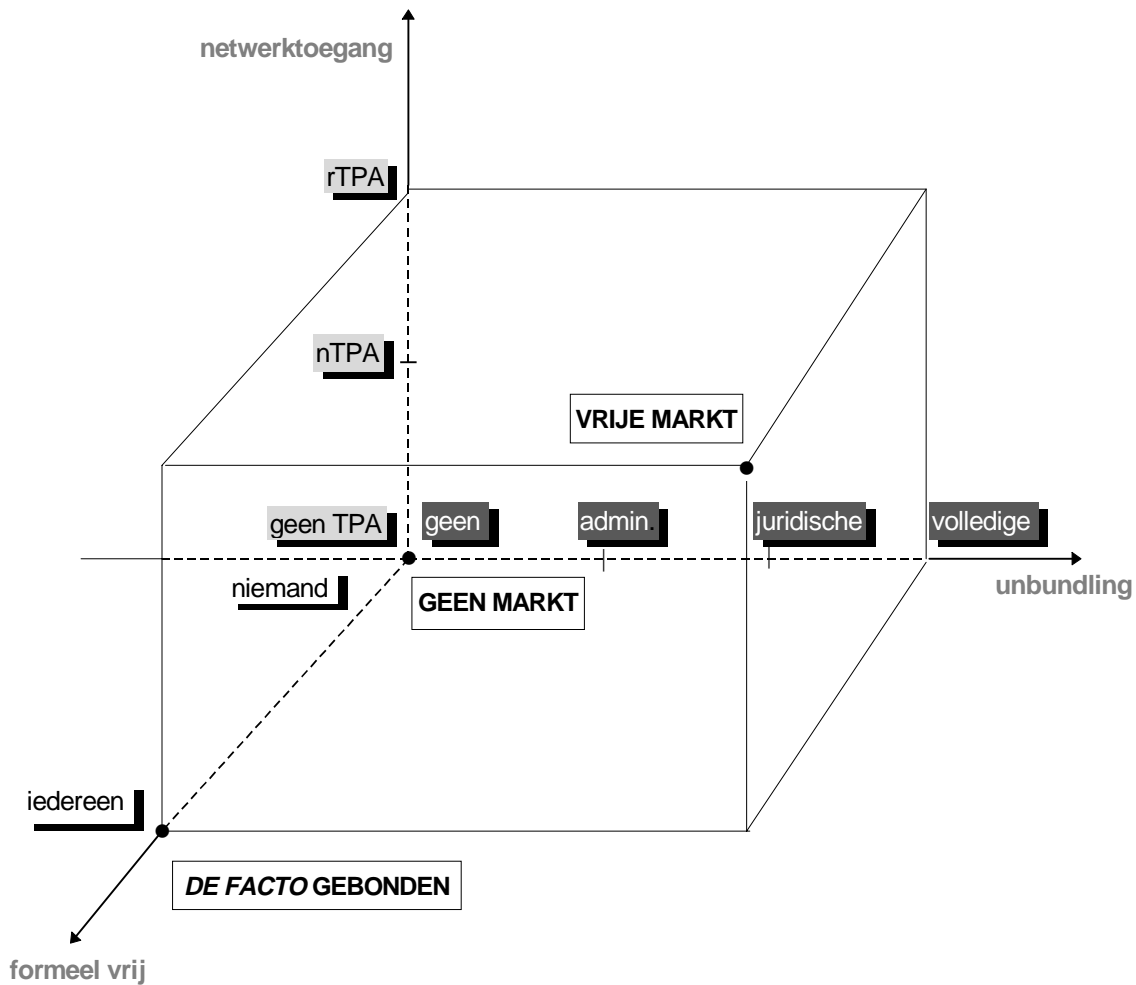
De mate van liberalisatie van een markt kan worden bepaald aan de hand van de volgende drie factoren: de toegang tot het net, de verticale integratie tussen enerzijds productie en handel en anderzijds transmissie en distributie en de (formele) vrijheid van afnemers om zelf hun leveranciers te kiezen. Een eerste vereiste voor een vrije markt is dat (althans een deel van de) afnemers het recht hebben om zelf hun leverancier te kiezen. Op zichzelf biedt dit wettelijke recht echter geen voldoende waarborg voor de totstandkoming van een vrije markt. Zo hebben echte grootverbruikers op basis van de Elektriciteitswet 1989 al het recht om hun eigen leverancier te kiezen. In de praktijk heeft men hiervan echter geen gebruik kunnen maken. Dat iemand formeel vrij is, betekent dus niet automatisch dat hij *de facto* ook vrij is. Bepalend hiervoor zijn de mate van 'unbundling' (de scheiding van productie en handel enerzijds en transmissie en distributie anderzijds) en de toegang tot het net¹². Dit wordt geïllustreerd in figuur 8.1. In de figuur wordt onderscheid gemaakt tussen vier verschillende wijzen van 'unbundling': geen unbundling, administratieve unbundling, juridische unbundling en volledige unbundling. Bij volledige unbundling zijn de netwerkactiviteiten (transmissie en distributie) in eigendom gescheiden van de productie en handel in energie. Bij juridische unbundling mag een productie of handelaar wel eigenaar van een netwerk zijn, maar het netwerk moet zijn ondergebracht in een aparte onderneming. Bij administratieve unbundling moet een onderneming een *intern* gescheiden boekhouding voeren voor zijn netwerk- en overige activiteiten. Als geen eisen worden gesteld aan unbundling dan mag elke onderneming zelf beslissen op welke deelmarkten van de energievoorziening zij gericht is.

¹² Of een klant die *formeel* vrij is ook *de facto* vrij is, hangt behalve van de wetgeving op het gebied van nettoegang en unbundling ook af van een aantal andere factoren. Hierbij valt te denken aan het aantal producenten en handelaren, de groei van de bedrijfstak alsmede de kapitaalintensiteit van de productie. Alhoewel elk van deze concurrentie belemmerende factoren de keuzemogelijkheid van een klant in meer of mindere mate kan beperken, is er een belangrijk verschil tussen de eerste categorie (nettoegang en unbundling) en de tweede categorie (aantal producenten/handelaren, groei van de bedrijfstak en kapitaalintensiteit). Factoren uit de eerste categorie komen slechts voor in bedrijfstakken waar diensten over een netwerk worden aangeboden (elektriciteit, gas, spoorwegen, telecommunicatie). Omdat de eigenaar van het bestaande netwerk een concurrentievoordeel heeft boven nieuwe toetreders, zijn aparte regels nodig met betrekking tot deze netwerken. In het algemeen geldt dat strengere regels met betrekking tot de netwerken (nettoegang en unbundling) het voor nieuwe producenten en handelaren eenvoudiger maken om actief te worden op dit soort markten. Hoe strenger de regels, hoe sterker de concurrentie en hoe eerder consumenten kunnen profiteren van de voordelen van marktwerking.

Een tweede onderscheid dat in de figuur wordt gemaakt is de wijze waarop de toegang tot het net geregeld is: geen wettelijke regeling, negotiated Third Party Access (nTPA) en regulated Third Party Access (rTPA). Bij rTPA dient de netwerkbeheerder/eigenaar bindende tarieven te publiceren, die vooraf door de toezichthouder worden goedgekeurd. Bij nTPA dient de netwerkbeheerder/eigenaar indicatieve tarieven te publiceren. De uiteindelijke prijs waartegen energie wordt getransporteerd wordt echter vastgesteld op basis van onderhandelingen tussen de netwerkbeheerder/eigenaar en de klant. Wel kan een klant in dit systeem het recht hebben om een klacht in te dienen bij de toezichthouder en/of rechter. Bij zowel nTPA als rTPA dient een technisch handboek gepubliceerd te worden, waarin de technische condities staan waaraan een onafhankelijke producent/handelaar/afnemer moet voldoen, wil hij energie over het netwerk transporteren. Als er geen wettelijke regeling is dan mag de netwerkbeheerder/eigenaar zelf bepalen voor wie en tegen welke prijs hij energie transporteert voor derden. Er is dan geen toezicht, behalve misschien het toezicht op economisch machtsmisbruik door een kartelautoriteit en/of rechter.

Des te strikter de eisen zijn die aan zowel unbundling als nettoegang worden gesteld, hoe harder de garantie is dat de vrije klant ook *de facto* vrij is. In het geval dat geen regeling bestaat voor zowel unbundling als nettoegang, zal het voor afnemers van energie niet of nauwelijks mogelijk zijn om bij een andere leverancier dan de huidige energie in te kopen. Voor de zittende leverancier zal het immers altijd interessant zijn om de energie zelf te leveren in plaats van dat een gedeelte van de winst naar een ander gaat. In het geval er sprake is van full unbundling en rTPA, dan is een klant die formeel het recht heeft om energie elders in te kopen, ook *de facto* vrij zijn. Een eigenaar van een onafhankelijk netwerk heeft immers geen enkel belang om afnemers te weren van het net. In hoeverre afnemers *de facto* vrij zijn bij de intermediaire posities zal afhangen van de effectiviteit van het toezicht. Cruciaal daarbij is of de toezichthouder in staat zal zijn om te voorkomen dat de netwerkbeheerder/eigenaar discriminerende tarieven rekent aan zijn concurrenten. Hoe strikter de eisen die worden gesteld aan unbundling en nettoegang, hoe makkelijker het zal zijn voor de toezichthouder om hierop afdoende toezicht uit te oefenen.

In dit hoofdstuk wordt de huidige stand van zaken met betrekking tot de beleidsplannen voor liberalisatie van de elektriciteits- en gasmarkt van de Nederlandse overheid als uitgangspunt genomen. Voor elektriciteit is uitgegaan van de plannen zoals die zijn neergelegd in het recentelijk verschenen Voorstel tot Wet [23]. Voor gas is uitgegaan van de notitie *Gasstromen* [24]. Gegeven de Nederlandse plannen voor liberalisatie wordt aangegeven wat de gevolgen zullen zijn voor de verschillende economische actoren (beschermde afnemers, vrije afnemers, producenten, groothandelaren en de distributiebedrijven) als de markt in de andere EU landen evenredig, minder ver of juist verder worden opengesteld dan in Nederland. Op deze wijze wordt een goede indruk verkregen van eventuele knelpunten en risico's in de voorgestelde wetgeving in het licht van de ontwikkelingen in de andere Europese landen. In dit hoofdstuk wordt dus, in tegenstelling tot de andere hoofdstukken, *niet* gewerkt met de basisscenario's van de Nationale Energie Verkenningen.



Figuur 8.1 Schema liberalisering energiemarkten

8.2 Elektriciteit

8.2.1 De nieuwe elektriciteitswet

September 1997 is de nieuwe elektriciteitswet voor behandeling naar de Tweede Kamer gestuurd. In het conceptwetsvoorstel wordt enerzijds het kader uiteengezet waarbinnen de elektriciteitssector vanaf 1999 zal gaan opereren, terwijl anderzijds wordt aangegeven hoe het toezicht op (delen van) de sector geregeld zal gaan worden. Hieronder wordt op hoofdlijnen een samenvatting gegeven van de nieuwe elektriciteitswet. Voor een volledig overzicht wordt verwezen naar het Voorstel van Wet [23] alsmede het advies van de Raad van State [25].

De onderstaande tabel geeft weer welke afnemers op welk tijdstip het recht krijgen om hun elektriciteit in te kopen bij een leverancier naar keuze. Deze drie categorieën kunnen getypeerd worden als 'echte grootverbruikers', 'overige grootverbruikers' en 'kleinverbruikers'.

Tabel 8.1 *Schema voor vrijmaking van de elektriciteitsmarkt*

Type Afnemer	Jaar waarin vrije status wordt bereikt	Aantal afnemers	Elektriciteitsvraag in 1995 [%]
Jaarafname > 2MW	1998	650	33
Jaarafname < 2 MW en doorlaatwaarde > 3.80 Ampère	2002	54.350	29
Doorlaatwaarde < 3.80 Ampère	2007	6.720.000	38

Met dit wetsvoorstel wordt in Nederland een hoger percentage van de afnemers vrij dan het minimumpercentage dat in de Europese richtlijn is vereist. Om lidstaten die hun markt verder openstellen te beschermen tegen import van elektriciteit uit lidstaten die hun markt minder ver openstellen, is in de Europese richtlijn een zogenaamde reciprociteitsclausule opgenomen. Deze clausule geeft lidstaten die hun markt verder openstellen dan andere lidstaten de mogelijkheid om importen uit dit soort landen te verbieden. In het Voorstel van Wet wordt opgemerkt dat het hierbij gaat om de formele, niet de feitelijke, openstelling van de markt [25]. De reciprociteitsclausule biedt dus geen wettelijke basis om de import van elektriciteit tegen te houden uit landen die hun markt wel formeel openstellen, maar waar in de praktijk belangrijke handelsbarrières (denk onder andere aan verticale integratie en hoge transporttarieven) blijven bestaan. Wel heeft elke lidstaat in dit geval het recht om een klacht in te dienen bij de Europese Commissie.

De toegang tot zowel het koppel- als het distributienet geschiedt op basis van regulated Third Party Access (rTPA). Uitgangspunt daarbij is dat er een vrije en non-discriminatoire toegang komt tot de netten. Dit houdt bijvoorbeeld in dat de netbeheerders verplicht zijn om tarieven te publiceren waartegen elektriciteit over hun net kan worden getransporteerd. Daarnaast zijn de netbeheerders verplicht de technische voorwaarden te publiceren waaraan elke netgebruiker moet voldoen om elektriciteit over het net te transporteren.

Om te bewerkstelligen dat er inderdaad sprake is van vrije- en non-discriminatoire toegang tot de netten, zullen de netwerken moeten worden ondergebracht in een aparte onderneming die door middel van Chinese muren wordt gescheiden van de overige (productie- of handels-) activiteiten. Naast deze organisatorisch eisen komt er in Nederland een onafhankelijke toezichthouder, de Dienst Toezicht en uitvoering Elektriciteitswet (DTE). De DTE zal onder andere toezicht uitoefenen op de activiteiten van de netbeheerders. Dit zal geschieden op basis van efficiency-regulering. Dit houdt in dat het netwerktaarif periodiek maximaal mag stijgen met een indicator, zoals het consumentenprijsindexcijfer, min een efficiencykorting. Deze efficiencykorting weerspiegelt de ruimte die aanwezig is bij de netwerkbedrijven om de doelmatigheid te vergroten en kosten te besparen. Omdat het netbeheer een monopolie-activiteit is en blijft, zijn de risico's die de netbeheerders lopen op hun investeringen relatief klein. Zij zullen dan ook slecht een bescheiden winst mogen maken op hun geïnvesteerd vermogen. Het initiële netwerktaarif zal worden bepaald aan de hand van de historische tarieven met als peildatum 1 juli 1996. De netwerktarieven zijn voor alle gebruikers hetzelfde.

Naast het toezicht op de netwerktaariefen, zal de Minister van Economische Zaken toezicht uitoefenen op de tarieven voor levering aan beschermde afnemers. Dit tarief

valt uiteen in twee delen: een leveringstarief en het hierboven genoemde netwerkstarief. In het leveringstarief worden alle kosten gedekt die verband houden met de inkoop en aflevering van elektriciteit aan de (beschermd) eindverbruiker. Het leveringstarief geeft daarbij de maximale prijs weer die de distributiebedrijven aan beschermde eindverbruikers in rekening mogen brengen voor de inkoop en aflevering van elektriciteit. Een distributiebedrijf mag dus wel een lager, maar geen hoger bedrag in rekening brengen aan een beschermde eindverbruiker. Dit in tegenstelling tot het netwerkstarief waar de elektriciteitsbedrijven geen hoger of lager tarief in rekening mogen brengen. Ook voor het initiële leveringstarief geldt dat het zal worden bepaald aan de hand van de historische kosten. Peildatum hiervoor is wederom de situatie op 1 juli 1996. Het is de bedoeling dat het leveringstarief periodiek zal worden aangepast. Daarbij zal worden gekeken naar de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs op de markt. Het netwerk- en leveringstarief tezamen geven het totale tarief dat distributiebedrijven maximaal aan beschermde afnemers in rekening mogen brengen.

Parallel aan de totstandkoming van de nieuwe elektriciteitswet is er sprake geweest van een krachtenbundeling van de Nederlandse elektriciteitsproductiebedrijven. Reeds in de Derde Energienota werd gesproken over een fusie van de huidige vier Nederlandse elektriciteitsproducenten en Sep tot een Grootschalig ProductieBedrijf (GPB). Deze fusie zal de efficiency van de bedrijven vergroten en hun concurrentiepositie versterken. Wel kan door deze fusie bij een eventueel gebrek aan concurrentie op de binnenlandse markt problemen ontstaan met monopoliemacht [26,27]. Het is de bedoeling dat de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa) hierop scherp zal gaan toezien.

8.2.2 Evenredige openstelling van de Europese markten

Bij een evenwichtige openstelling van de Europese markten naar Nederlands voorbeeld, waarvan in deze paragraaf zal worden uitgegaan, krijgt elk 'type' afnemer (echte grootverbruikers, overige grootverbruikers en kleinverbruikers) dezelfde rechten op hetzelfde tijdstip (zie tabel 8.1). De koppelnetten worden juridisch van de elektriciteitsbedrijven afgescheiden. Toegang tot de netwerken geschiedt op basis van rTPA in heel Europa. Omdat er sprake is van een evenwichtige openstelling van alle markten in de Europese Unie, kan geen enkel land een beroep doen op de reciprociteitsclausule. De invoer van elektriciteit uit een ander land kan in dit geval niet worden tegengehouden.

De onafhankelijke positie van het koppelnet in heel Europa maakt het voor vrije klanten mogelijk elektriciteit in te kopen bij iedere producent die actief is op de Europese markt. Op de aanbodzijde van de Europese markt vallen twee dingen op. Ten eerste, uitgaande van een reservestelling van 20 procent van de maximale vraag, bestaat op de Europese markt een capaciteitsoverschot van ongeveer 29 procent. Ten tweede, zijn er op een Europese markt 12 bedrijven actief met een geïnstalleerd vermogen van tenminste 11000 MW. De grootste van deze bedrijven, het Franse EDF, heeft binnen Europa een marktaandeel van 18 procent. Binnen de huidige verhoudingen zal op de Europese markt dus niet of nauwelijks sprake kunnen zijn van machtsmisbruik. Niettemin blijft het onzeker of de aanwezige overcapaciteit zal leiden tot een (langdurige) prijzenslag. De betrokken bedrijven zullen zich namelijk realiseren dat

een prijzenslag alleen maar verliezers kent. Overigens zal een regeling voor overcapaciteit op Europees niveau de waarschijnlijkheid van een prijzenslag sterk vermindern.

Kenmerkend voor de Europese markt is dat de meeste Europese distributiebedrijven, ook na afscheiding van het koppelnet, verticaal geïntegreerd zijn en blijven met een productiebedrijf. Deze bedrijven zullen voor de gebonden klanten geen prikkel hebben om bij een ander productiebedrijf elektriciteit in te kopen. Zelfs niet als een ander productiebedrijf de elektriciteit goedkoper kan produceren dan het eigen productiebedrijf. Voor een verticaal geïntegreerd bedrijf is het alleen dan aantrekkelijk om elektriciteit elders in te kopen, als de prijs van elektriciteit op de markt lager is dan de variabele kosten van de eigen productie (iets wat vrijwel nooit het geval zal zijn). Distributiebedrijven, die niet of nauwelijks aandelen hebben in een productiebedrijf of niet of nauwelijks over eigen vermogen beschikken, hebben natuurlijk wel een prikkel om hun elektriciteit elders in te kopen. Gezien het marktaandeel van het GPB op de markt voor beschermde afnemers zullen de distributiebedrijven in de praktijk hun elektriciteit slechts bij één bedrijf, het GPB, kunnen inkopen [26].

Concluderend kunnen we dus stellen dat alleen op de markt voor vrije afnemers concurrentie tussen productiebedrijven zal ontstaan. Of, en zo ja, op welk tijdstip dit zal leiden tot een regelrechte prijzenslag, blijft echter onzeker.

De gevolgen voor Nederland

Omdat voor vrije afnemers sprake is van een Europese markt zal de situatie op de Nederlandse markt die op de Europese markt weerspiegelen. Een prijzenoorlog in Europa zal ook in Nederland leiden tot een forse daling van de elektriciteitsprijs voor vrije afnemers¹³. Een prijsdaling op de markt voor vrije afnemers zal echter niet automatisch leiden tot een prijsdaling op de markt voor beschermde afnemers. Voor zover de Nederlandse distributiebedrijven verticaal geïntegreerd zijn met het GPB zullen zij geen prikkel hebben om hun elektriciteit elders in te kopen. Bovendien hebben de meeste distributiebedrijven langlopende contracten afgesloten met de huidige productiebedrijven. Of een prijsdaling op de vrije markt leidt tot een prijsdaling op de markt voor beschermde afnemers, zal dus vooral afhangen van het toezicht op de leveringstarieven door de Minister van Economische Zaken. In het geval van een prijzenoorlog op de vrije markt (in het meest extreme geval daling van de productieprijs tot op het niveau van de marginale kosten) zal de Minister moeten beslissen of het leveringstarief voor beschermde afnemers meedaalt met de prijs op de vrije markt. Er moet in dat geval een afweging worden gemaakt tussen lagere prijzen voor beschermde afnemers en de winstgevendheid van de Nederlandse elektriciteitsbedrijven. Als de elektriciteitsprijs voor beschermde afnemers niet meedaalt met de prijs voor vrije afnemers, dan zullen de Nederlandse elektriciteitsbedrijven relatief ongeschonden door de prijzenslag heen komen. Tot 2003 (2007) blijft immers 67 (38) procent van hun markt afgeschermd voor buitenlandse concurrentie. Als de elektriciteitsprijs voor beschermde afnemers wel meedaalt met de prijs voor vrije afnemers, dan zullen ergens in de keten zware verliezen worden geleden. Of dit zal zijn bij de producenten dan wel de distributiebedrijven hangt af van de machtsverhoudingen. Door de dominante positie

¹³ In de rest van dit hoofdstuk wordt, tenzij anders vermeld, met de elektriciteitsprijs de productieprijs van elektriciteit bedoeld.

van het GPB lijkt het waarschijnlijk dat het in dat geval de distributiebedrijven zijn die de verliezen voor hun rekening zullen moeten nemen.

Bijkomstig probleem is de internationaal gezien zwakke financiële positie van het GPB. Als door concurrentie de prijzen in Nederland zwaar onder druk komen te staan, dan zal het GPB in vergelijking met Europese concurrenten eerder in de problemen komen. Het GPB heeft immers een relatief geringe solvabiliteitspositie in vergelijking met andere Europese bedrijven zoals EDF, RWE en PreussenElektra. Als een prijzenoorlog uitblijft, bijvoorbeeld omdat er een regeling komt voor de overcapaciteit in de elektriciteitssector op Europees niveau¹⁴, dan zal het hierboven geschetste probleem zich niet of in veel mindere mate voordoen. Efficiencywinsten bij de productiebedrijven zullen dan via de markt geleidelijk worden doorgegeven aan de vrije en beschermde afnemers. Wel bestaat in dit geval de mogelijkheid dat het GPB gebruik maakt van zijn dominante positie op de Nederlandse markt ([26]). Als het GPB in staat is de prijzen voor beschermde afnemers te verhogen, dan zijn het de distributiebedrijven die in de problemen zullen komen. De Minister van Economische Zaken heeft immers een toezegging gedaan aan de Tweede Kamer dat beschermde afnemers geen nadeel zullen ondervinden van de liberalisatie [28]. De distributiebedrijven kunnen dus een eventuele stijging van de inkoopkosten veroorzaakt door de monopolie-macht van het GPB niet zomaar aan hun beschermde afnemers doorberekenen.

In welke mate liberalisatie aanleiding geeft tot lagere netwerkstarieven is afhankelijk van het toezicht (DTE). De netwerkbedrijven behouden immers hun monopoliepositie. Door middel van efficiency-regulering zullen de distributiebedrijven namelijk gedwongen zijn om ieder jaar een bepaald percentage, zeg X procent, op hun netwerkkosten te besparen. Daarnaast mogen de bedrijven de extra efficiencywinst die ze behalen tijdens de periode dat de X-factor is vastgesteld, toevoegen aan de winst. Dit stimuleert kostenbesparingen die boven de X-factor uitgaan. Desalniettemin kent deze wijze van regulering een tweetal bezwaren. Ten eerste, moet de toezichthouder beoordelen hoeveel de netwerkbeheerder mag verdienen op zijn noodzakelijke investeringen. Hiertoe dient niet alleen het risico van investeringen van de netwerkbeheerder te worden bepaald, maar ook dient te worden nagegaan welke investeringen nodig waren en welke niet. Ten tweede, is een probleem aanwezig ten aanzien van de timing. Efficiency-regulering gaat uit van het principe dat de monopolist gedurende een van te voren bepaalde periode jaarlijks X procent minder aan de klant mag doorberekenen. Als deze periode kort is, zeg één of twee jaar, dan zullen de netwerkbedrijven nauwelijks een prikkel hebben om extra efficiencyverbeteringen na te streven. Immers elke extra efficiencyverbetering wordt na korte tijd weer afgeroomd door een verhoging van de X-factor. Als deze periode lang is, zeg acht jaar of meer, dan hebben de bedrijven weliswaar een grote prikkel om tot extra efficiencyverbeteringen over te gaan, maar dan zal de consument daarvan pas na acht jaar profiteren. In landen waar al enige jaren ervaring is opgedaan met efficiency-regulering, is daarom gekozen voor een periode van vier à vijf jaar. Dit geeft de netwerkbedrijven voldoende prikkel om extra efficiencyverbeteringen na te streven. Een gevolg hiervan is wel dat de tarieven voor de afne-

¹⁴ In Nederland zal de periode tot 2001 worden gebruikt om het GPB te herstructureren. Zo is sprake van een geleidelijke invoering van de Vennootschapsbelasting en komt er een (tijdelijke) heffing bovenop het netwerktarief. Alhoewel de solvabiliteitspositie van het GPB hiermee verbetert, blijft er op Europees niveau sprake van overcapaciteit. Het risico van een prijzenoorlog op de vrije markt blijft dus bestaan.

mers tijdens deze periode minder snel zullen dalen. Er dient dus een afweging te worden gemaakt tussen bescheiden efficiencyverbeteringen die snel worden doorgegeven en meer substantiële efficiencyverbeteringen die slechts af en toe worden doorgegeven aan de afnemers.

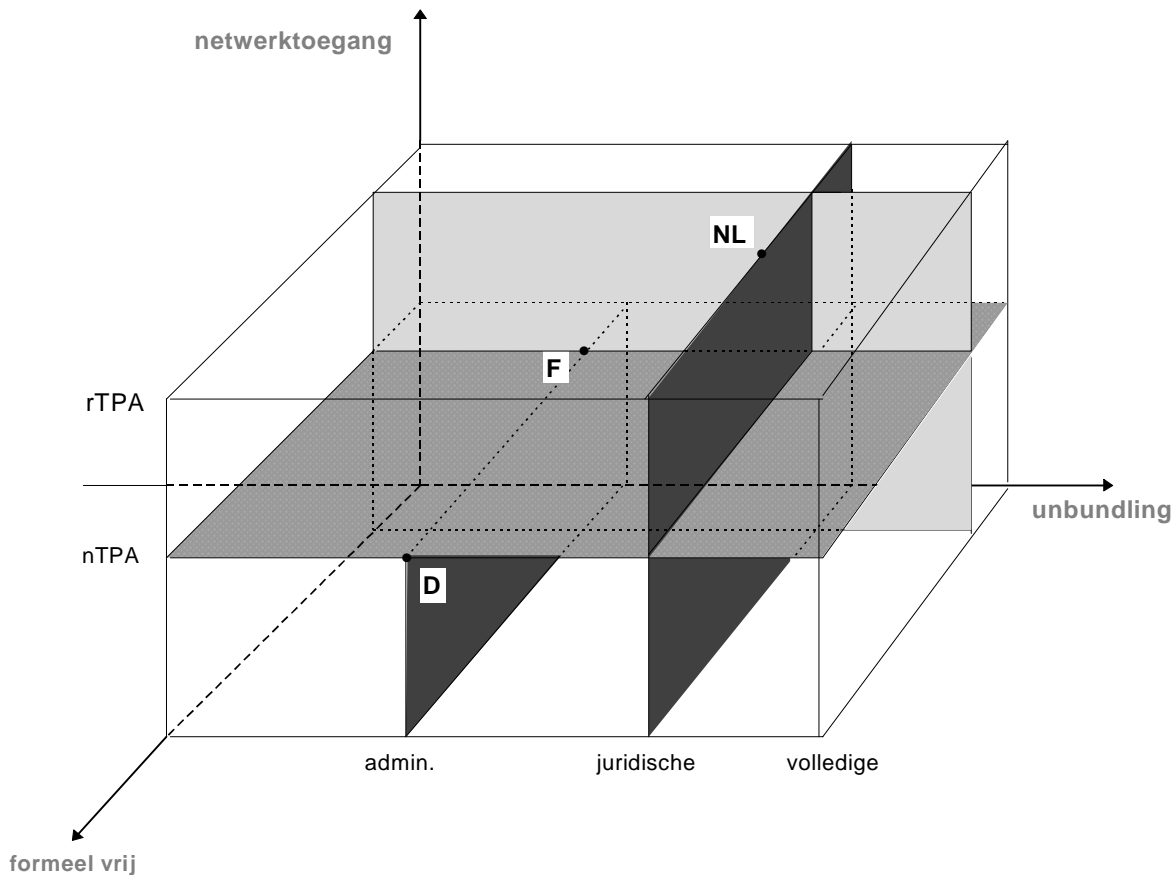
8.2.3 Nederland koploper in 'Europa'

Er zijn andere ontwikkelingen denkbaar dan de in paragraaf 8.2.2 beschreven evenredige openstelling van de Europese markten. In deze paragraaf wordt een variant beschreven waarin wordt uitgegaan van de huidige stand van zaken binnen de landen van de Europese Unie. Duitsland, Finland, Spanje, Zweden en het Verenigd Koninkrijk stellen hun markten ook volledig open, maar eerder dan Nederland. De laatste vier landen kiezen daarbij voor rTPA, terwijl Duitsland kiest voor nTPA. Denemarken, België, Luxemburg, Italië, Ierland en Griekenland openen hun markt ook verder dan de richtlijn voorschrijft, maar minder ver dan Nederland. Frankrijk, Portugal en Oostenrijk openen hun markt slechts voor het minimaal toegestane percentage.

Beperken we de aandacht tot Nederland en de ons omringende landen (België, Duitsland en Frankrijk) dan zien we dat Nederland en Duitsland hun markt veel verder en sneller openstellen dan België en Frankrijk¹⁵. Van deze vier landen kiest alleen Nederland voor het systeem van rTPA met juridische unbundling. Onze buurlanden kiezen namelijk voor administratieve unbundling en nTPA (of single buyer). In Duitsland worden alle afnemers per 1 januari 1999 formeel vrij. Cruciaal in deze casus is de vraag of Nederland de reciprociteitsclausule kan toepassen. Omdat in Frankrijk en in België kleinverbruikers formeel gebonden blijven, kan import uit deze landen ten behoeve van de Nederlandse kleinverbruiker worden tegengehouden door een beroep te doen op de reciprociteitsclausule. Dit ligt anders voor import uit Duitsland. Alle afnemers worden daar formeel vrij. Omdat Duitsland naast de formele vrijheid slechts kiest voor administratieve unbundling en nTPA, blijven de klanten in Duitsland *de facto* vrijwel gebonden. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 8.2.

In deze casuspositie valt niet te verwachten dat het GPB elektriciteit kan leveren aan Duitse klanten tegen dezelfde voorwaarden als Duitse bedrijven (RWE, PreussenElektra, VEW) dat kunnen aan Nederlandse klanten. Het mag immers betwijfeld worden of sprake is van een 'level playing field' op de Duitse markt. Omdat de Duitse klanten formeel vrij zijn, kunnen importen uit Duitsland niet worden tegengehouden door een beroep te doen op de reciprociteitsclausule. In deze variant bestaat het gevaar dat Nederland een dumpmarkt wordt voor importen uit Duitsland. Wel heeft Nederland in dit geval de mogelijkheid om een klacht in te dienen bij de Europese Commissie.

¹⁵De situatie in de andere landen van de Europese Unie is voor Nederland minder relevant, omdat hetzij de afstand tot Nederland zeer groot is (Italië, Oostenrijk, Spanje, Griekenland, Portugal), hetzij de elektriciteitsnetwerken niet of onvoldoende met elkaar verbonden zijn (Verenigd Koninkrijk, Zweden, Finland, Ierland).



Figuur 8.2 Liberalisering in Nederland en buurlanden

Gevolgen voor Nederland

Bovenop de mogelijkheid dat er een prijzenslag ontstaat op de Europese markt voor vrije afnemers, bestaat nu het risico dat de Duitse elektriciteitsbedrijven elektriciteit zullen gaan dumpen op de Nederlandse markt. De prijs op de Nederlandse markt voor vrije afnemers zal dan zwaar onder druk komen te staan. Omdat de Nederlandse producenten geen toegang krijgen tot de Duitse markt, althans niet onder dezelfde voorwaarden, zal de winst van deze producenten onder druk komen te staan. Op de markt voor beschermde afnemers zullen de distributiebedrijven te maken hebben met een dominante positie van het GPB. Voor wat betreft de beschermde afnemers wordt de situatie in deze casus dan identiek aan de prijzenoorlog in de vorige casus (alle markten evenredig open). Bij een (sterke) prijsdaling op de markt voor vrije afnemers zal de Minister wederom moeten beslissen of de prijzen voor de beschermde afnemers die van de vrije afnemers volgen. Zo ja, dan wordt ergens in de keten verlies geleden. Zo nee, dan zal het gat tussen de prijs voor beschermde en vrije afnemers sterk groeien. Vrije afnemers profiteren in dat geval veel meer van liberalisatie dan beschermde afnemers.

Mochten de buitenlandse bedrijven hun export naar Nederland niet of nauwelijks opvoeren, dan zal het GPB een sterke positie krijgen op de Nederlandse markt. Eventuele concurrentie moet dan voornamelijk komen van nieuwe toetreders binnen Nederland. Door middel van een slimme prijsstelling kan het GPB in dat geval de nieuwe toetreders zoveel mogelijk van de markt weren, terwijl zij toch een hoge winst zal be-

halen [26]. De prijs van elektriciteit voor vrije afnemers zal in dat geval niet zoveel veranderen. Als het GPB besluit zijn monopolie-positie uit te buiten en als de distributiebedrijven de gestegen inkoopkosten niet mogen doorberekenen aan de beschermde afnemer, dan zullen de distributiebedrijven verlies leiden op de verkoop aan hun beschermde afnemers¹⁶.

Bij het uitblijven van concurrentie krijgt het GPB op de Nederlandse markt dus een *de facto* monopoliepositie. Het is de vraag hoe effectief de toezichthouder, in dit geval het NMa, in de praktijk tegen het misbruik van machtspositie van het GPB op kan treden. Directe regulering van de prijzen op een niet-geliberaliseerde markt is namelijk effectiever, dan toezicht houden op een *de facto* monopolist in een geliberaliseerde markt.

8.2.4 Verregaande liberalisatie buiten NL

In deze laatste variant verloopt de liberalisatie van de elektriciteitsmarkt in de andere landen sneller dan in Nederland. Vanaf 2000 zijn alle klanten in de andere landen van de Europese Unie vrij om hun leverancier te kiezen. Transmissie en distributie worden volledig gescheiden van de productie van, en de handel in, elektriciteit. De rest van de EU kiest voor full unbundling. Toegang tot de netwerken geschiedt op basis van rTPA, klanten en producenten kunnen direct zaken met elkaar doen. Ten slotte komt er een Europese spot- en futuresmarkt waarop alle marktpartijen elektriciteit kunnen verkopen en kopen. In heel Europa, behalve in Nederland, zijn alle klanten per 1 januari 1999 vrij. Omdat alle klanten in Europa zowel formeel als *de facto* vrij zijn, breekt als gevolg van de overcapaciteit al snel een prijzenoorlog uit. Voor zowel groot- als kleinverbruikers daalt de elektriciteitsprijs fors. De buitenlandse elektriciteitsproducenten maken dan ook forse verliezen. Een Europese regeling voor overcapaciteit zal de waarschijnlijkheid van zo'n prijzenoorlog natuurlijk sterk doen verminderen.

Gevolgen voor Nederland

De prijs voor Nederlandse grootverbruikers volgt de prijsontwikkeling in het buitenland. Omdat de Nederlandse distributiebedrijven voor hun beschermde afnemers, slechts elektriciteit in kunnen kopen binnen Nederland, krijgen ze weer te maken met de dominante positie van het GPB op deze deelmarkt. Omdat concurrentie binnen Nederland ontbreekt, zullen de prijzen op deze markt slechts in geringe mate dalen of misschien zelfs wel licht stijgen [26]. Wederom ontstaat dan het probleem dat de beschermde afnemers binnen Nederland niet of nauwelijks profiteren van liberalisatie, terwijl alle andere afnemers binnen Europa (groot- en kleinverbruikers) wel profiteren van liberalisatie. De Minister zal in dit geval wederom een afweging moeten maken tussen de winstgevendheid van de Nederlandse elektriciteitsbedrijven en de hoogte van de elektriciteitsprijs voor beschermde afnemers.

¹⁶ Zie ook: de casus 'evenredige openstelling van alle markten'.

8.3 Gas

8.3.1 Gasstromen

Momenteel is een nieuwe gaswet in voorbereiding, deze is echter nog niet gereed, mede omdat de Europese richtlijn met betrekking tot liberalisering van de gasmarkten binnen de EU op zich laat wachten. De hier geschetste huidige stand van zaken met betrekking tot de beleidsplannen van de Nederlandse overheid geeft daarom slechts een beeld van de mogelijke ontwikkeling van het beleid ten aanzien van de gasmarkt, gebaseerd op de informatie die nu voorhanden is.

Alle gasafnemers zullen uiteindelijk vrij worden in de keuze van hun gasleveranciers. De vrijmaking verloopt geleidelijk, net zoals dat is geregeld in de elektriciteitswet. Na de echte grootverbruikers krijgen in 2002 de overige grootverbruikers het recht om bij een andere leverancier in te kopen. Vijf jaar later, in 2007, krijgen ook de huishoudens dit recht. De distributiebedrijven kunnen, zoals ook de jure nu reeds het geval is, gas inkopen bij leveranciers in het buitenland, óók voor hun gebonden klanten.

Alhoewel nog niet duidelijk is hoever de Europese richtlijn zal gaan in de liberalisatie van de gasmarkten ligt het in de verwachting dat het Nederlandse beleid in de pas zal lopen met de Europese liberalisering wat betreft de toegang tot het net. Deze opstelling verschilt van die in de elektriciteitsmarkt, waar Nederland verder is gegaan in de opstelling van het net dan wordt vereist in de Europese richtlijn.

De toegang tot het gasnet wordt geregeld op basis van negotiated Third Party Access (nTPA). In concreto houdt dit in dat de netwerkbeheerder verplicht is om vooraf een indicatie te geven van de transporttarieven waartegen door derden (afnemers, handelaars en distributiebedrijven) gas kan worden getransporteerd. Over deze tarieven zal dan per geval nader onderhandeld worden. Naar verwacht zal in de Europese richtlijn worden afgesproken dat in elk land technische handboeken worden opgesteld met de voorwaarden waaraan moet worden voldaan om gas over het net te transporteren.

Het beheer van het landelijk netwerk blijft in handen van de huidige beheerder, de Gasunie. Het netwerkbeheer wordt daarbij administratief gescheiden van de andere functies van de Gasunie zoals de handel in aardgas. Van volledige of juridische 'unbundling' is echter geen sprake, dit in tegenstelling tot het beleid voor de elektriciteitsmarkt. Wel komt er toezicht door de Nationale Mededingingsautoriteit (NMa) op het netwerkbeheer om de concurrentie en de vrije toegang tot het net te garanderen. Ook op de tarieven voor de gebonden klanten zal toezicht worden uitgeoefend. Uitgangspunt bij het toezicht op de tarieven is dat deze gebaseerd worden op de inkoopprijs van gas, vermeerderd met de distributiekosten en een bescheiden marge. De distributiebedrijven mogen dus de kosten die zij maken voor de inkoop van gas aan de gebonden klant doorberekenen. Het is overigens de bedoeling dat deze prijs op de markt tot stand zal komen. Evenals in de wetgeving bij elektriciteit houdt de minister toezicht op de tarieven die de distributiebedrijven aan hun gebonden klanten in rekening brengen. Hierbij zal o.a. worden gekeken naar mogelijkheden tot vergroting van de doelmatigheid. De specifieke methode voor het vaststellen van de tarieven is echter nog niet bekend, deze wordt later nader uitgewerkt in een algemene maatregel

van bestuur. De bestaande ('take-or-pay') contracten worden in principe nageleefd, zodat klanten pas een nieuwe leverancier kunnen nemen wanneer de oude contracten zijn afgelopen of als het 'nieuwe' vraag betreft.

8.3.2 Evenredige openstelling van de Europese markten

In deze variant verloopt de openstelling van de andere Europese gasmarkten parallel aan de geleidelijke liberalisering van de Nederlandse markt. Op hoofdlijnen houdt dit in dat in elk land van de EU: De nettoegang op basis van negotiated Third Party Access (nTPA) plaatsvindt; Concurrentie geleidelijk wordt geïntroduceerd. Achtereenvolgens wordt de markt vrijgegeven voor grootverbruikers, overige zakelijke klanten en kleinverbruikers; De verschillende activiteiten binnen de gasketen (verkoop, transmissie, opslag, productie) moeten administratief worden gescheiden; De bestaande ('take-or-pay') contracten moeten worden nageleefd.

De nettoegang is in deze variant formeel vrij, het is echter de vraag in welke mate er concurrentie plaats zal vinden over het bestaande net en de ongebonden klanten ook de facto vrij zullen zijn. Bij administratieve 'unbundling' heeft een bedrijf dat zowel aardgas transporteert als in aardgas handelt, er geen belang bij om zijn directe concurrenten tegen eerlijke voorwaarden toegang te verlenen tot zijn aardgasnet. Voor een geïntegreerd bedrijf is het namelijk winstgevender om behalve het transport ook het aardgas te leveren. Ook de winst van de aardgasleverantie komt dan bij het bedrijf zelf terecht in plaats van bij zijn concurrent. Het is dan ook de toezichthouder die er voor zal moeten zorgen dat toegang tot het net behalve formeel ook de facto gewaarborgd is.

Een verder probleem bij administratieve 'unbundling' is dat een leverancier die aardgas over het bestaande net wil transporteren, vertrouwelijke informatie moet verschaffen aan de netwerkbeheerder. Deze netwerkbeheerder is echter tevens zijn directe concurrent (voor elektriciteit geldt daarom bij geïntegreerde bedrijven dat het netwerkbeheer in een ander gebouw zetelt dan de productie). Deze problemen werden ook gesignaleerd in het Verenigd Koninkrijk (de situatie in het V.K. was vergelijkbaar met de hier geschetste ontwikkeling wat betreft de verticale integratie van transmissie en handel). De concurrentie op het net van British Gas kwam slechts moeizaam op gang, ondanks het feit dat British Gas vanaf 1989 verplicht werd om bindende tarieven voor het transport van gas te publiceren (rTPA). In 1993 was de Engelse mededingingsautoriteit echter nog steeds van mening dat eerlijke competitie alleen gewaarborgd is als de verkoopfunctie en de transportfunctie in eigendom van elkaar zijn gescheiden: 'In our view this dual role [as both a seller of gas and owner of the transportation system] gives rise to an inherent conflict of interest which makes it impossible to provide the necessary conditions for self sustaining competition' ([29], Cm 2315).

Een alternatief voor transport over het bestaande netwerk is om zelf een netwerk te bouwen waarover gas aan klanten, of aan het eigen bedrijf, kan worden geleverd. Concurrentie over een nieuw aan te leggen eigen net zal echter minder hevig zijn dan de concurrentie over een bestaand netwerk. Hiervoor zijn een aantal redenen aan te wijzen. Ten eerste, duurt het jaren voordat een eigen netwerk is aangelegd. In het ge-

val van Wintershall (BASF) heeft het ongeveer tien jaar geduurd voordat er zowel een Oost-West als een Noord-Zuid pijpleiding door Duitsland lag. Ten tweede, heeft de nieuwkomer automatisch een concurrentienadeel ten opzichte van de gevestigde orde. Alhoewel de markt op zich vrij is, heeft het zittende transmissiebedrijf zijn netwerk kunnen aanleggen (en gedeeltelijk kunnen terugverdienen!) zonder concurrentie. Ten derde, zolang bestaande 'take-or-pay' contracten worden nageleefd, kan een klant slechts een andere leverancier kiezen als oude contracten aflopen of als het 'nieuwe' vraag betreft. Concurrentie zal dus slechts op een klein gedeelte van de markt plaatsvinden. Ten vierde, vindt concurrentie alleen daar plaats waar het commercieel interessant is een nieuwe pijpleiding aan te leggen. In gebieden waar de vraag minder dan gemiddeld toeneemt, wordt een eventueel aan te leggen tweede pijpleiding namelijk niet terugverdiend.

Samenvattend kan worden gesteld dat nTPA weliswaar de concurrentie zal bevorderen, maar dat de concurrentie minder fel zal zijn dan bij rTPA. Daarnaast zal de intensiteit van de concurrentie bij nTPA van regio tot regio verschillen. Niet alleen is de toegang tot het net van belang voor de ontwikkeling van de concurrentie, er zullen ook aanbieders moeten zijn die met elkaar gaan concurreren. In deze variant zal er gas uit Nederland, het V.K., Rusland, Noorwegen en Algerije op de markt worden aangeboden. Verwacht mag worden dat de internationale handelsprijs zal dalen.

Gevolgen voor Nederland

Bij een evenredige openstelling van de Europese markten zoals hierboven beschreven mag worden verwacht dat de prijs van aardgas zal dalen, maar dan vooral op de industriële en elektriciteitsmarkt. De kleinverbruikers, de beschermde klanten, zullen hier voor 2007 niet van profiteren: in het contract tussen de distributiebedrijven en de Gasunie, dat loopt over de gehele periode dat de beschermde (gebonden) klanten bestaan, zijn reeds bepalingen opgenomen over de inkoopprijs van het gas. Toekomstige concurrentie zal in deze bepalingen geen rol spelen zodat de gebonden klanten niet zullen profiteren van de te verwachten prijsdaling, het marktwaardeprincipe zal worden gehandhaafd voor de aardgasprijs voor deze klanten.

Als het contract met de Gasunie is afgelopen kunnen ook de distributiebedrijven in principe hun aardgas bij een andere leverancier in kopen, maar deze leverancier dient dan wel te beschikken over voldoende opslagcapaciteit. In vergelijking met grootverbruikers hebben kleinverbruikers namelijk een relatief hoge pieklast. De ervaring in het buitenland [30] leert dat complete functiescheiding tussen opslag, transmissie en handel een sterke stimulans is voor de bouw van opslagcapaciteit.

Los van een eventueel gebrek aan opslagcapaciteit is het niet duidelijk of de distributiebedrijven een prikkel zullen hebben om tegen een lagere prijs aardgas in het buitenland in te kopen. Of ze dit zullen doen is afhankelijk van de vorm die het toezicht op de tarieven zal krijgen, dit is echter nog niet precies vastgesteld.

De Gasunie zal de belangrijkste leverancier blijven voor levering aan de distributiebedrijven. Omdat de prijzen voor de grootverbruikers licht zullen dalen, zal het gat tussen de industriële en huishoudelijke prijs verder toenemen. Naar verwachting zal de vraag op de industriële en elektriciteitsmarkt in Europa sterk groeien. Ook de Gasunie zal kunnen profiteren van deze toename.

Wat de toegenomen concurrentie per saldo betekent voor de Nederlandse aardgasbaten is onduidelijk. Weliswaar daalt in Nederland de prijs van aardgas op de industriële markt, maar de prijsdaling wordt, in ieder geval gedeeltelijk, gecompenseerd door een stijging van de afzet. De prijs voor gebonden klanten zal veel minder onder druk komen te staan dan voor vrije klanten. De stijging van de afzet op de markt voor grootverbruikers leidt overigens ook tot extra rente-inkomsten voor de Nederlandse staat. De contante waarde van gas dat nu wordt verkocht is immers hoger dan als het pas over 20 jaar wordt verkocht.

8.3.3 Nederland koploper in Europa

In deze variant komt er geen EU richtlijn voor de gasmarkt. De consequentie is dat de gasmarkten in de andere landen van de EU minder ver opengaan dan de Nederlandse markt of zelfs geheel gesloten blijven. In andere landen blijft of een monopolie bestaan op transport, of het netwerkbeheer wordt niet (administratief) afgescheiden van de handelsactiviteiten van de netwerkbeheerders. Toegang tot de buitenlandse netwerken kan dan ook niet worden afgedwongen door de toezichthouder. Het merendeel van de buitenlandse afnemers blijft gebonden: ook de grootverbruikers.

In deze situatie is in de andere Europese landen slechts concurrentie mogelijk door een eigen netwerk aan te leggen. Omdat de markt in het buitenland ook minder ver wordt opengesteld, zal in vergelijking met de hierboven besproken variant (evenredige openstelling) in de andere Europese landen de concurrentie niet of nauwelijks toenemen. In deze situatie is het gevaar aanwezig dat Nederland een dumpmarkt wordt, het is echter de vraag of deze situatie zich voor zal doen. Concurrentie zou moeten komen van bestaande leveranciers uit het buitenland, die daarmee de huidige bestaande verdeling van de markt zouden verstoren. Eerder mag worden verwacht dat door de mindere concurrentie in de ons omringende landen de concurrentie van buitenlandse leveranciers in Nederland eveneens beperkter van omvang zal zijn. De prijsdaling op de markt voor de industriële gebruikers zal dan ook beperkter van omvang zijn dan in de evenredige openstellingsvariant. Het is te verwachten dat de Gasunie zijn dominante positie op de Nederlandse markt ook op de industriële markt zal kunnen handhaven. De tarieven voor de kleinverbruikers zullen gebaseerd blijven op het 'marktwaardeprincipe'. Een substantiële wijziging in de omvang van de aardgasbaten valt in deze variant niet te verwachten.

8.3.4 Verregaande liberalisering buiten Nederland

De gasmarkt in Europa wordt in deze derde variant in verregaande mate geliberaliseerd, alleen Nederland blijft achter. In andere EU landen wordt de nettoegang geregeld op basis van rTPA. Daarnaast komt er volledige unbundling tussen handel, transport en opslag van aardgas. Het model van de Verenigde Staten dient hierbij als voorbeeld. Alle klanten zijn vrij in de keuze van hun leveranciers. De heldere toegang tot het netwerk in de andere landen maakt het mogelijk dat (grote) klanten op Europese schaal direct met producenten kunnen onderhandelen over gasleveranties zonder tussenkomst van de transmissiebedrijven. Zo kan een Duitse klant via de spotmarkt direct gas inkopen bij Gazprom, Sonatrach of de GfU. Door de vrijmaking van de markten worden de afnemers van aardgas zelf verantwoordelijk voor de voorzienings-

zekerheid. Als zij prijs stellen op zekerheid aangaande hun gasvoorziening dan zal hun inkoopportefeuille dat moeten weerspiegelen. Er zal dan bijvoorbeeld relatief veel opslagcapaciteit zijn ingekocht. Het valt te verwachten dat de 'unbundling' tussen transport en opslag, net zoals in de Verenigde Staten zal leiden tot een sterke toename van de Europese opslagcapaciteit. De prijsvorming op de geliberaliseerde aardgasmarkt komt tot stand op basis van vraag en aanbod. Binnen enkele jaren na liberalisering is er binnen Europa een stelsel van hubs tot stand gekomen waar vraag en aanbod elkaar ontmoeten. Voorbeelden van deze hubs zijn: Zeebrugge, Emden en Baumgarten. Een verbinding tussen Bacton en het continent welke in Nederland aan wal komt is een minimale voorwaarde voor het ontstaan van een belangrijke hub in Nederland.

Behalve spottransacties in aardgas, transport- en opslagcapaciteit wordt er op de hubs ook gehandeld op diverse termijnmarkten. Op deze wijze kunnen marktpartijen hun prijsrisico op spottransacties afdekken. Naast spottransacties zijn hubs een natuurlijke plaats om te handelen in lange(re) termijncontracten. De ervaring in de Verenigde Staten en het Verenigd Koninkrijk leert dat kopers en verkopers in een geliberaliseerde markt een portefeuille van zowel korte als lange termijncontracten nastreven. Wel is het zo dat de prijs in lange termijncontracten niet langer gekoppeld is aan de olieprijs maar aan de spotprijs van gas. Deze situatie leidt tot een herschikking van het risico in de markt. Namen bij 'take-or-pay' contracten kopers het volume- en verkopers het prijsrisico, in een geliberaliseerde markt dragen zowel kopers als verkopers een gedeelte van het prijs- en het volumerisico. Arbitrage op de aardgasmarkt zorgt er overigens voor dat alle consumenten voor hetzelfde product dezelfde prijs (d.w.z. dezelfde inkoopprijs voor aardgas dat op hetzelfde tijdstip wordt gekocht) betalen. Verschillen in de prijs voor huishoudens en de industrie zijn in deze variant uitsluitend gebaseerd op verschillen in kosten. Op korte termijn leidt het overaanbod van aardgas op de Europese markt tot een prijsdaling. Buiten Nederland komt het marktwaardeprincipe daarmee volledig te vervallen.

Gevolgen voor Nederland

Wat betekent deze ontwikkeling in de andere landen voor de Nederlandse gasmarkt? De concurrentie zal zich niet zo snel ontwikkelen als in het buitenland: rTPA leidt immers tot een snellere toename van de concurrentie als nTPA. Het mag echter worden verwacht dat de toename van de concurrentie in de andere landen eveneens zijn weerslag zal hebben op de Nederlandse markt, met name daar waar de aanleg van een nieuw netwerk lonend is door de omvang van de vraag. Dit zullen vooral gebieden zijn met een concentratie van industriële grootverbruikers en grensgebieden. Deze kunnen namelijk tegen relatief lage kosten van aardgas worden voorzien vanuit het buitenland. Ook nu geldt weer dat de concurrentie vooral opgang zal komen wanneer de bestaande contracten aflopen of de vraag in Nederland sterk groeit. Daar waar de industrie en de distributiebedrijven toegang hebben tot buitenlands gas zullen ze goedkoper gas gaan betrekken van buitenlandse leveranciers. Uiteindelijk zullen de prijzen voor de grootverbruikers in Nederland hierdoor gaan dalen.

De sterke groei van de opslagcapaciteit in Europa zorgt ervoor dat ook de prijzen voor huishoudens in Nederland onder druk komen te staan, omdat de distributiebedrijven in het buitenland opslagcapaciteit kunnen inkopen, zodat ze aan de relatief hoge pieklast van de kleinverbruikers kunnen voldoen. Een andere optie voor de distributiebedrijven is om voldoende basislast in te kopen waarmee ze kunnen voldoen aan de pieklast in

de winter, en eventuele overschotten in de zomer af te zetten op de spotmarkt in het buitenland. De prijzen voor de kleinverbruikers zullen echter alleen gaan dalen als de distributiebedrijven ook daadwerkelijk gaan inkopen in het buitenland. De wijze van toezicht zal sterk bepalend zijn voor de vraag of de distributiebedrijven ook daadwerkelijk in het buitenland zullen gaan inkopen. Worden de tarieven vastgesteld op basis van de gemiddelde inkoopprijs van alle bedrijven, dan is er geen incentive, worden ze vastgesteld op basis van de inkoopprijs van elk afzonderlijk bedrijf, dan is er wel een prikkel om goedkoper gas in te kopen. Weliswaar zijn de kleinverbruikers vrij om hun leverancier te kiezen, hetgeen een prikkel is voor de distributiebedrijven om goedkoop in te kopen, de transactiekosten voor kleinverbruikers om te wisselen van leverancier kunnen overstappen echter bemoeilijken.

De druk op de Gasunie om de prijzen te verlagen zal, onder de veronderstelling dat de distributiebedrijven daadwerkelijk goedkoper gas gaan inkopen, sterk toenemen. Uiteindelijk zullen hierdoor ook in Nederland de prijzen voor zowel de groot- als de kleinverbruikers dalen. Op termijn zal ook in Nederland het marktwaarde principe voor huishoudens moeten worden losgelaten. In deze variant zullen de aardgasbaten sterk gaan fluctueren, afhankelijk van de ontwikkeling van de aardgasprijs op de markt. Alhoewel er gemiddeld een prijsdaling optreedt, blijven de aardgasbaten ook in deze variant redelijk intact. Op een markt zal wintergas namelijk veel duurder zijn dan zomer gas. Omdat de Gasunie relatief veel wintergas levert, zullen de opbrengsten van dit gas sterk stijgen. Daarnaast zal ook de vraag naar aardgas in Europa, net zoals in de evenredige openstellingsvariant, sterk toenemen. Ook dit leidt, ceteris paribus, tot een stijging van de aardgasbaten. De hogere afzet van aardgas leidt wederom tot hogere rente-inkomsten voor de Nederlandse staat (zie de evenredige openstellingsvariant).

8.4 Conclusies

Grootschalig ProductieBedrijf komt door verregaande formele en de facto openstelling van de Nederlandse markt in een risicovolle uitgangspositie

Als er op de Europese markt voor vrije afnemers een prijzenoorlog uitbreekt, dan komt de winst van de Nederlandse elektriciteitsproducenten onder druk te staan. Dit is vooral bezwaarlijk voor het GPB, omdat dat internationaal gezien een slechte solvabiliteitspositie heeft. Deze problemen worden verergerd als de Duitse markt formeel wel, maar *de facto* niet, opengaat. Het risico bestaat dan dat de Nederlandse markt een dumpmarkt wordt. In dat geval kan de Nederlandse regering overwegen een klacht in te dienen bij de Europese Commissie.

Elektriciteitswet kan de Minister in een lastig parket brengen

In het geval dat de productieprijs op de vrije markt (scherp) daalt, zal in eerste instantie het verschil tussen de prijzen voor groot- en kleinverbruiker toenemen. De Minister komt dan in een lastig parket. Hij zal een afweging moeten maken tussen de winstgevendheid van de Nederlandse elektriciteitsbedrijven enerzijds en het verschil tussen de prijs van elektriciteit van voor vrije en beschermde afnemers anderzijds. Hoe groter dat verschil, hoe groter de winst van de Nederlandse elektriciteitsbedrijven. Hoe kleiner dat verschil, hoe lager de winst (of hoe groter het verlies) van de Nederlandse

elektriciteitsbedrijven. Waar het verlies aan inkomsten in de elektriciteitssector plaatsvindt, zal afhangen van de machtsverhoudingen tussen het GPB en de distributiebedrijven.

Marktwaardeprincipe voor grootverbruikers op de helling

Afhankelijk van de ontwikkeling in Europa zal de concurrentie op de markt voor grootverbruikers in Nederland toenemen. Hierdoor zal de gasprijs voor grootverbruikers gaan dalen. Het marktwaardeprincipe zal daarom voor de grootverbruikers moeten worden losgelaten.

Gat tussen prijs voor grootverbruikers en kleinverbruiker neemt toe.

Door de daling van de prijs voor de grootverbruikers zal het verschil met de gasprijs voor de kleinverbruikers toenemen, in ieder geval gedurende de periode dat de kleinverbruikers gebonden blijven, vanwege het langlopende contract tussen de distributiebedrijven en de Gasunie.

Een geliberaliseerde Europese markt biedt de distributiebedrijven na afloop van dit contract de mogelijkheid om gas én opslagcapaciteit in het buitenland in te kopen, zodat ze goedkoper gas kunnen leveren aan de kleinverbruikers. Of ze dit zullen doen hangt af van het toezicht op de tarieven, hetgeen nu nog niet is vastgesteld.

Effecten van liberalisering op aardgasbaten niet bij voorbaat duidelijk

Enerzijds zullen de aardgasbaten dalen door de prijsdaling voor de grootverbruikers (en mogelijk op termijn de kleinverbruikers), anderzijds zal de afzet bij een lagere prijs stijgen waardoor de aardgasbaten zullen stijgen. Op een geliberaliseerde Europese markt zal de Gasunie extra kunnen verdienen aan de levering van wintergas, dat tegen een aanmerkelijk hogere prijs kan worden verkocht dan zomergas.

Huidige voorstellen voor regulering geeft horizontaal geïntegreerde distributiebedrijven een prikkel om hun kosten zoveel mogelijk onder te brengen bij de gasdivisie.

De concept elektriciteitswet voorziet in een scherp toezicht op de kosten van de netwerkactiviteiten. In de huidige voorstellen voor een nieuwe gaswet is het toezicht niet nader uitgewerkt. Is dit toezicht minder scherp, dan zal de druk op de kosten bij de distributienetten voor elektriciteit daarom groter zijn dan bij de distributienetten voor gas. Geïntegreerde distributiebedrijven kunnen hiervan profiteren door een zo groot mogelijk deel van hun kosten onder te brengen bij de gasdivisie.

9. DUURZAME ENERGIE

In vervolg op de Derde Energienota is door de Minister van Economische Zaken in maart 1997 het Actieprogramma Duurzame Energie [33] gepresenteerd. Daarin wordt nadere invulling gegeven aan het beleid om in 2020 te komen tot een aandeel duurzame energie van 10 procent. Bij de invulling van deze 10 procent duurzame energie wordt vooral uitgegaan van duurzame energiebronnen, zoals windenergie, zonne-energie en biomassa. Daarnaast wordt een belangrijke rol toegedacht aan afval en aan een technologie die beter te kenmerken is als efficiënte conversietechnologie met een substantieel aandeel aan duurzame energie: de warmtepomp. Deze zet immers laagwaardige warmte, die vrij beschikbaar is in de omgeving, om naar hoogwaardiger warmte en wordt aangedreven m.b.v. elektriciteit of gas.

Het beleid, zoals door de Minister voorgesteld, kent drie hoofdlijnen:

- verbeteren van de prijs-prestatie-verhouding van duurzame energie-opties,
- stimulering van de marktpenetratie van duurzame energie,
- oplossen van bestuurlijke knelpunten.

Terwijl voor de eerste hoofdlijn de nadruk op technologische ontwikkeling ligt (onderzoek, ontwikkeling en demonstratie), is er voor de stimulering van de marktpenetratie van duurzame energie o.a. een fiscaal instrumentarium voorgesteld.

In dit hoofdstuk staat de haalbaarheid van de 10 procent-doelstelling binnen de context van de scenario's uit hoofdstuk 2 centraal. De belangrijkste zaken die daarbij aan de orde komen, zijn: de resultaten van de scenarioberekeningen m.b.t. duurzame energie versus de overheidsdoelstelling, de oorzaken van het niet halen van de 10 procent-doelstelling in de scenario's, en de (on)mogelijkheden om de doelstelling eventueel toch te bereiken.

Wat is duurzame energie en wat is 10%?

Duurzame energie is alle energie in vorm van elektriciteit, warmte en/of brandstof die opgewekt wordt uit lokale hernieuwbare energiebronnen, na correctie met eventueel energieverbruik voor de opwekking daarvan.

Deze definitie is in lijn met de definitie die is opgesteld in het zeer recente 'Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie [31], dat is opgesteld in opdracht van Novem en EnergieNed. In dit hoofdstuk wordt dit de *enge* definitie van duurzame energie genoemd, terwijl de in het Actieprogramma Duurzame Energie gehanteerde interpretatie de *ruime* definitie wordt genoemd. De belangrijkste verschillen zijn dat in de ruime definitie verbranding van niet-organisch afval in AVI's, warmtepompen in de industrie en import van duurzame energie wél worden meegerekend als zijnde een vorm van duurzame energie en in de enge definitie niet. Passieve zonne-energie wordt in beide gevallen buiten beschouwing gelaten, omdat over de huidige en toekomstige bijdrage daarvan nog onvoldoende gegevens bekend zijn. In dit hoofdstuk zullen beide definities gehanteerd worden als het gaat om de vraag of de 10%-doelstelling wordt gehaald.

De bijdrage van duurzame energie aan de energievoorziening wordt uitgedrukt in termen van uitgespaarde fossiele brandstoffen. Dit gebeurt aan de hand van de definitie van duurzame energie, de kentallen ter bepaling van de energieproductie voor de verschillende technologieën en de keuze van referentie-technologieën. Tien procent duurzaam betekent dan: de berekende hoeveelheid uitgespaarde fossiele brandstoffen bedraagt 10% van het totale Nederlandse energieverbruik. Hiermee wordt dus het gewenste aandeel duurzame energie afhankelijk van het totale energieverbruik in het betreffende scenario. Een andere benadering is om de absolute hoeveelheid uitgespaarde fossiele brandstoffen uit het scenario van de Derde Energienota als maatstaf te nemen. In dat scenario was het totale energieverbruik 2880 PJ en 10% duurzaam komt dus neer op 288 PJ uitgespaarde fossiele brandstoffen. In dit hoofdstuk zal zowel aan de relatieve maat van 10% als aan de absolute maat van 288 PJ gerefereerd worden.

9.1 De scenario's versus de EZ-doelstellingen

In Tabel 9.1 wordt een overzicht gegeven van de huidige situatie, de resultaten van de scenarioberekeningen en de EZ doelstelling voor 2020. Uit de tabel blijkt dat de beleidsdoelstelling in geen van de scenario's gehaald wordt. Dit geldt zowel in absolute zin als ook in percentage van het totaal verbruik binnenland (TVB). Het valt tevens op dat het nogal wat uitmaakt of er van de z.g. enge definitie uitgegaan wordt of van de ruime definitie.

Tabel 9.1 *De huidige positie van duurzame energie, de resultaten van de scenarioberekeningen en de EZ-doelstelling voor 2020*

	1995	Doelst. EZ 2020	Fossiel besparing [PJ]		
			DE 2020	EC 2020	GC 2020
Wind land	3,4	45	27,0	30,4	35,8
Wind zee	-	-	-	-	7,4
Zon fotovoltaïsch	-	10	2,6	4,7	4,0
Zon thermisch	0,2	10	1,3	4,9	4,9
Aardwarmte		2	-	-	1,0
Koude- en warmteopslag		15	3,0	3,0	6,0
Warmtepompen	2,1	65	5,9 ¹⁷	0,8 ¹⁷	11,6 ¹⁷
Waterkracht	1,4	3	1,9	1,8	1,8
Afval verbranding in AVI's	22,5 ¹⁸	45	23,9	24,2	24,1
Biomassa afval en teelt binnenland	-	75	47,8	47,6	49,8
Import van biomassa	-	-	-	-	10,2
Import van groene stroom	-	18	27,6	28,0	41,6
<i>Totaal</i>					
als index met 288 PJ=100					
ruime definitie	10%	100%	49%	50%	69%
enge definitie	3% ¹⁹	65%	31%	32%	60%
in % van het scenario TVB					
ruime definitie	1%	10%	4,3%	3,8%	4,6%
enge definitie	-	7%	2,7%	2,4%	4,0%

Wat zijn de oorzaken van het bij lange na niet halen van de doelstelling van 10 procent duurzaam? Om die vraag te beantwoorden wordt in de navolgende paragraaf allereerst gekeken naar de achterliggende financieel-economische oorzaken voor de relatief lage bijdragen van duurzame energie in de scenario's.

9.2 Oorzaken van de lage penetratie van duurzame energie

De penetratie van duurzame energie-opties in de scenario's wordt vooral gebaseerd op financieel-economische overwegingen: is het voor de potentiële investeerder financieel aantrekkelijk om zijn geld in duurzame energie te stoppen. Die financiële aantrekkelijkheid wordt grotendeels bepaald door twee belangrijke factoren: de investeringskosten van duurzame energie en de prijzen van fossiele energiedragers. Indien

¹⁷ Hierbij is geen rekening gehouden met warmtepompen in de industrie.

¹⁸ Inclusief biomassa.

¹⁹ Hierbij is een schatting gemaakt van het aandeel biomassa. Naar schatting bedroeg dit in 1995 ca. 13 PJ.

duurzame energie te duur blijkt te zijn, kan de overheid met beleidsinstrumenten trachten de last (voor de investeerder) van de hoge investeringen te verminderen en/of de prijzen van fossiele energiedragers te verhogen. Dit is uiteindelijk weer van invloed op de kostprijs van duurzame energie.

Welke beleidsinstrumenten?

In Tabel 9.2 staan de instrumenten weergegeven die momenteel gebruikt worden of in discussie zijn (naast R&D). Daarbij is aangegeven of ze aangrijpen op de kapitaalslasten van de investeerder of op de energieprijzen.

Tabel 9.2 *Overzicht beleidsinstrumenten*

Beleidsinstrument	Omschrijving
Energie-investeringsaftrek	netto 15 à 20% korting op de investering
REB	heffing op kleinverbruik van 2,95 ct/kWh op electriciteit (excl. duurzaam) en 9,2 ct/m ³ op aardgas
Europese heffing	heffing van 1,4 gld/GJ en 21,4 gld/ton CO ₂ op fossiele energiedragers (alleen in het EC-scenario)
Groene rente	2 procentpunten lagere rente voor investeringen
Groene BTW	6% BTW ipv 17,5% op investeringen en op groene stroom
VAMIL	vrije afschrijving investeringen; komt overeen met korting op investering van 10% (geldt alleen voor bedrijven die vennootschapsbelasting betalen)

De meeste instrumenten grijpen aan op de kapitaalslasten voor de investeerder. Groene BTW op duurzaam geproduceerde elektriciteit is alleen van toepassing indien ex-BTW voor die elektriciteit een hoger tarief wordt gevraagd dan voor 'gewone' stroom. Daarmee is 'groene BTW' op duurzame elektriciteit in feite een stimulans voor de bekende 'groene stroom'-acties van distributiebedrijven. In de rest van dit hoofdstuk heeft groene BTW alleen betrekking op investeringen in duurzame energie door particulieren.

Voor de elektriciteit producerende duurzame opties betekent de REB een verlaging van de kostprijs van 2,95 ct/kWh. Dat is een groter effect dan de Europese heffing die in het EC-scenario wordt ingevoerd. Vervanging van de REB door de Europese heffing zou dus een verslechtering betekenen voor deze duurzame opties. In de scenario's is aangenomen dat deze verslechtering ongedaan gemaakt wordt. Dus voor de elektriciteitsproducerende duurzame opties wordt het effect van de Europese heffing opgetrokken tot het niveau van de REB.

De onrendabele top

Zoals gezegd beogen de instrumenten het 'gat' tussen de kostprijs van duurzame energie en de kostprijs van fossiele energiebronnen te verkleinen. Dit gat wordt ook wel de onrendabele top van duurzame energie genoemd. De vergelijking van kostprijzen is vaak minder eenvoudig dan men op het eerste gezicht zou denken. Zo moet rekening gehouden worden met het feit dat het aanbod van zon en wind sterk fluctueert. Daardoor vervangt 1 MW windturbine slechts 0,3 MW gascentrale. Bij all electric woningen en aardwarmte wordt ook een stuk van de infrastructuur in de kostprijs mee-

genomen, om een goede vergelijking mogelijk te maken. Bij de opties met opslag is de referentieprijs een gemiddelde prijs voor energie, aangezien zowel elektriciteit als aardgas wordt uitgespaard.

Schattingen zijn onzeker en kennen een grote spreiding

Bij het maken van schattingen van de onrendabele top van duurzame opties moeten erg veel aannames worden gedaan, bijv. ten aanzien van toekomstige kosten en energetische rendementen van zowel duurzame als niet duurzame technologieën. Deze aannames zijn met de nodige onzekerheid omgeven, vooral bij technologieën die nog een forse kostendaling en/of rendementsstijging moeten doormaken, zoals PV of een elektrische warmtepomp voor een individuele woning. Verder zal het duidelijk zijn dat in de praktijk de onrendabele top van situatie tot situatie zal verschillen. In dit hoofdstuk gaat het om ordes van grootte van kosten en om het effect en de vergelijking van instrumenten. Om daar op te kunnen concentreren is van veel zaken geabstraheerd, zoals de verschillen in technologische ontwikkeling per scenario, verschillen in woningtypes (en de daarbij behorende verschillen in energievraag), verschillen in typen bedrijven in de utiliteit, etc. Getracht is om representatieve gemiddeldes te kiezen. Ten aanzien van warmtepompen wordt verwezen naar hoofdstuk 11 voor een veel gedetailleerdere beschouwing.

Onrendabele top niet (altijd) een goede maat voor aantrekkelijkheid voor investeerders

Bij de berekening van de onrendabele top worden de investeringskosten van een technologie gespreid over de hele levensduur. Een investeerder wil zijn investering echter meestal sneller terugverdienen. Dus ook al is er geen onrendabele top meer, dan nog mag er niet van worden uitgegaan dat de betreffende technologie 'vanzelf' een succes wordt. Bij een negatieve onrendabele top (dus de kostprijs van de duurzame technologie is lager dan van de referentietechnologie) kan de terugverdientijd best 7 jaar of nog langer zijn.

Vergelijking van instrumenten

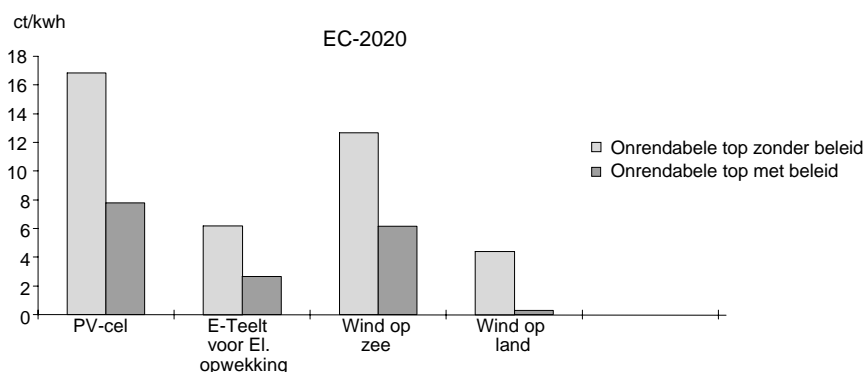
Een voor de hand liggende vraag is wat het nu het effect is van de beleidsmaatregelen op de onrendabele top. Bij de elektriciteitsproducerende opties, met het energiebedrijf als investeerder, heeft de kleinverbruikersheffing het meeste effect, alleen bij PV doet de EIA het beter als gevolg van de hoge investeringen voor PV. In gevallen waar de eindverbruiker zelf de investering pleegt, ziet het plaatje er iets anders uit. Groen BTW heeft dan natuurlijk wel effect en omdat het nu om opties gaat die warmte produceren en meestal aardgas uitsparen, werkt de kleinverbruikersheffing op een andere manier door. Geconcludeerd kan worden dat bij de warmteproducerende opties het effect van de verschillende maatregelen niet zoveel verschilt. Over de hele linie genomen 'scoort' de EIA het best en groen BTW het minst. Wat hierbij vooral niet vergeten mag worden, is dat de veronderstelde kostendaling van warmtepompen, PV en in mindere mate offshore wind, veel meer effect heeft op de onrendabele top dan de verschillende beleidsmaatregelen. Op de vraag in hoeverre toepassing van die beleidsmaatregelen invloed hebben op kostendaling wordt hier verder niet ingegaan.

Vergelijking van scenario's

Een volgende logische vraag is in welk scenario duurzame energie het meest aantrekkelijk is. In het algemeen blijkt dat de situatie voor duurzaam het meest gunstig is in het GC-scenario, vanwege de hogere kale energieprijzen (d.w.z. zonder heffingen). De Europese heffing in EC draait de zaak om. Vanuit het gezichtspunt van de Nederlandse overheid is EC daarom het scenario met de beste kansen voor duurzaam, met uitzondering van de elektrische warmtepomp: de verhouding tussen de gasprijs en elektriciteitsprijs voor kleinverbruikers blijkt in EC juist het meest ongunstig. In de volgende figuren is weergegeven hoe rendabel de verschillende opties zijn in EC-2020. De duurzame opties zijn daarbij opgesplitst in 3 groepen: elektriciteitsproducerende opties, opties voor woningen (incl. aardwarmte) en opties in de dienstensector.

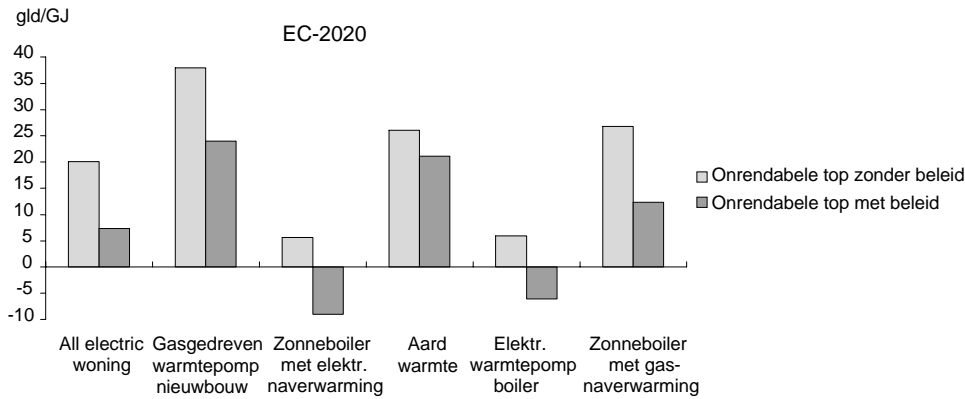
Overzichten onrendabele top

In de figuren 9.1 tot en met 9.3 is de onrendabele top weergegeven van de verschillende duurzame opties.



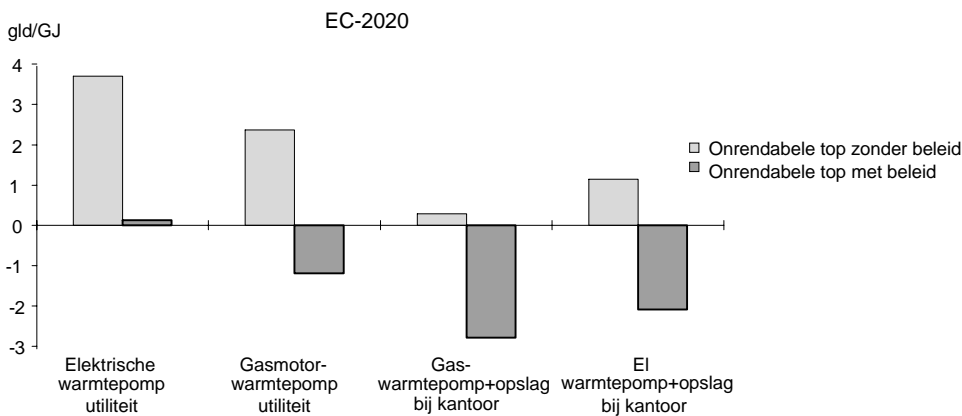
Figuur 9.1 Onrendabele top elektriciteitsproducerende opties

Wind op land is met het ingezette beleid rendabel, maar het uitbreidingspotentieel is gering. Energieteelt, of import van biomassa, heeft in deze berekeningen nog een onrendabele top van ongeveer 2,5 ct/kWh. Daarbij is uitgegaan van een prijs van de biomassa van 10 gld/GJ. Wellicht dat aanvankelijk de biomassa voordeliger ingekocht kan worden (bijv. uit de Baltische staten). Bij een biomassaprijs van 7 gld/GJ, is de onrendabele top (met beleid) minder dan 0,5 ct/kWh. PV en wind op zee blijven vrij duur. Bovendien is bij PV een enorme kostendaling verondersteld, waardoor dit soort schattingen met name bij PV erg onzeker zijn.



Figuur 9.2 Onrendabele top duurzame opties in woningen

De zonneboiler met elektrische naverwarming scoort erg goed omdat is aangenomen dat elektriciteit wordt uitgespaard (van een elektrische boiler). Zoals reeds eerder opgemerkt is dat aantrekkelijk omdat elektriciteit relatief duur is. De elektrische warmtepompboiler, die een gasgeiser vervangt, is met het ingezette beleid rendabel. Van de overige opties doet de all electric woning het vrij goed. De gasgedreven warmtepomp, aardwarmte en de zonneboiler met gas blijven erg duur. Zoals gezegd wordt in hoofdstuk 11 dieper ingegaan op de problematiek bij nieuwbouw.



Figuur 9.3 Onrendabele top duurzame opties in kantoren

In de utiliteitssector is bij de berekeningen uitgegaan van een kantoor met ofwel alleen een warmtevraag of zowel een warmte- als koudevraag. In dat laatste geval is uitgegaan van de combinatie van een warmtepomp met opslag van koude in de ondergrond.

Uit Figuur 9.3 blijkt dat als gevolg van het ingezette beleid de onrendabele top bij de combinatie van warmtepomp en opslag in 2020 verdwijnt. Hierbij dient wel opgemerkt dat bij de warmtepompen een grote kostendaling verondersteld is. Cruciaal is dus of en zo ja hoe snel deze veronderstelde kostendaling optreedt. Zoals al eerder genoemd doet de elektrische warmtepomp het in dit scenario relatief (t.o.v. de gasgedreven warmtepomp) slecht vanwege een ongunstige verhouding van gas- en elektriciteitsprijs.

Stimuleringsbudgetten worden niet uitgeput

Het is belangrijk om de conclusie dat met het huidige beleid maar 4 à 5 procent duurzaam wordt gehaald in plaats van 10%, goed te nuanceren. Als de hierboven beschreven instrumenten wel voldoende zouden zijn geweest om de doelstelling van 10% duurzaam te halen (bijvoorbeeld bij hogere prijzen van fossiele brandstoffen), dan zou dat jaarlijks een fors bedrag aan overheidsgeld geleverd hebben in de vorm van subsidies en verminderde belastingopbrengsten. Bij de lage penetratie van duurzame energie in de scenario's blijft dat geld dus voor een belangrijk deel in de rijkskas. Dat geld zou natuurlijk op andere wijze (bijvoorbeeld door de subsidiepercentages te verhogen) aan de penetratie van duurzame energie besteed kunnen worden, waardoor het aandeel van duurzame energie hoger zou worden dan nu in de scenario's is beschreven.

9.3 Evaluatie van de belangrijkste technologieën

In deze paragraaf wordt nader gekeken naar de technologieën waarvan in het Actieprogramma Duurzame Energie het meest verwacht wordt, en die gezamenlijk geacht worden zo'n 240 PJ besparing op fossiele energie op te leveren, ofwel meer dan 80 procent van de doelstelling. Het gaat daarbij om de volgende technologieën: warmtepompen in de woning- en utiliteitsbouw, fotovoltaïsche energie, windenergie op zee en energieteelt. Naast het belang van een zo gunstig mogelijke rentabiliteit speelt het technisch mogelijke potentieel een belangrijke rol bij de keuze van technologieën waarmee het resterende deel van de 10 procent doelstelling ingevuld wordt.

9.3.1 Warmtepompen in de woning- en utiliteitsbouw

Voor toepassing van warmtepompen in de woningbouw en utiliteitsbouw zijn verschillende technologieën en systeemconfiguraties mogelijk.

Woningbouw

Wanneer aangenomen wordt dat er per jaar 75000 nieuwe woningen gebouwd worden en deze, indien de referentietechnologie toegepast zou worden, 1000 m³ gas per jaar verbruiken, dan zou, indien de doelstelling van 16 PJ uitgespaarde fossiele brandstof in 2020 zoals verwoord in het Actieprogramma Duurzame Energie gehaald wordt, de gemiddelde penetratiegraad van warmtepompen in de nieuwbouw gedurende de periode 2005 tot 2020 ongeveer 85 procent zijn. Daarbij is uitgegaan van een gemiddelde besparing op primaire energie door warmtepompen van 50 procent gedurende de periode 2005 tot 2020. Dit lijkt een onhaalbare doelstelling

Utiliteitsbouw

Uit de vorige paragraaf is gebleken dat met name de combinatie warmtepomp-opslag in aquifers erg interessant is. De vraag is wat het (technisch) potentieel is voor deze optie. De warmtevraag stijgt in de scenario's naar ca. 200 PJ, ofwel 250 PJ fossiele brandstof in 2020. Wanneer dit als basis genomen wordt, dan kan er door toepassing van warmtepompen theoretisch ca. 110 PJ aan fossiele brandstof bespaard worden. De elektriciteitsvraag groeit in het EC-scenario met 45 PJ naar ca. 120 PJ. Met de aanname dat 15% van die groei van het verbruik voor koeling is, bedraagt het technisch potentieel van de gecombineerde warmtepomp met opslag ca. 15 PJ (opwek-

rendement elektriciteit 46%). Deze besparing kan volledig aan opslag toegeschreven worden.

In het Actieprogramma Duurzame Energie is de doelstelling om in 2020 te komen tot 65 PJ uitgespaarde fossiele brandstof. Een groot deel daarvan, nl. 33 PJ in de industrie, is waarschijnlijk eerder als besparing te zien dan als duurzame energie. Wat betreft de woningbouw moet vastgesteld worden dat 16 PJ een doelstelling is die erg dicht tegen het technisch mogelijke potentieel aanzit en daarom, mede gezien de ook in 2020 nog aanzienlijke onrendabele top, buitengewoon ambitieus is. In de utiliteitsbouw is op grond van het technisch potentieel theoretisch een bijdrage mogelijk van 110 PJ i.t.t. de in het Actieprogramma Duurzame Energie genoemde 12 PJ voor warmtepompen. Dit is tevens een relatief gunstige optie voor wat de rentabiliteit betreft, zodat hierin een bijdrage gezocht zou kunnen worden om toch tot een 10 procent aandeel in 2020 te kunnen komen.

9.3.2 Fotovoltaïsche energie

Van fotovoltaïsche (PV) energie wordt veel verwacht: veel aanbod van zonlicht, geen directe emissies, geen bewegende delen en betrekkelijk eenvoudig te integreren in de gebouwde omgeving. Bij autonome (d.w.z. niet op het elektriciteitsnet aangesloten) systemen is PV voor veel toepassingen nu al een rendabele optie. Daarbij gaat het vrijwel altijd om toepassingen waarbij er geen aansluiting op het elektriciteitsnet is.

Naar schatting bedraagt het potentieel van autonome (d.w.z. niet op het elektriciteitsnet aangesloten) toepassingen op lange termijn maximaal 100 MWp [32], terwijl het maximum potentieel van netgekoppelde systemen ca. 30 GWp bedraagt [33]. De doelstelling van het Actieprogramma Duurzame Energie, om in 2020 te komen tot 1450 MWp, ofwel 10 PJ aan uitgespaarde fossiele brandstof levert dus vanuit technisch oogpunt geen bezwaren op. In 2020 zouden er dan ca. 14,5 mln m² aan zonnepanelen geïnstalleerd dienen te zijn.

Met name de verwachtingen m.b.t. de bijdrage die netgekoppelde PV-systemen kunnen leveren aan de elektriciteitsvoorziening *en* de mogelijkheid voor het Nederlandse bedrijfsleven om een goede exportpositie op te bouwen vormen de belangrijkste motivatie deze nu nog zeer onrendabele optie te stimuleren. Daarbij zijn er op korte termijn twee aangrijppunten voor beleid: kostenreductie door massaproductie en verbetering van het systeemontwerp en daarnaast kostenreductie door rendementverbetering. Dit laatste kan vrijwel uitsluitend via onderzoek en ontwikkeling gerealiseerd worden, terwijl kostenreductie door massaproductie en verbetering van het systeemontwerp gestimuleerd kan worden door demonstratie-projecten.

Bij al deze activiteiten dient echter een kritische kanttekening gemaakt te worden. Weliswaar is de relatieve positie van het Nederlandse PV-onderzoek zeer goed t.o.v. het buitenland, maar aangezien de thuismarkt voorlopig nog niet aantrekkelijk is en er in het buitenland veel concurrentie is, kleeft er een zeker risico aan het intensief stimuleren van PV.

9.3.3 Windenergie

Het ingezette beleid is voldoende of bijna voldoende om de onrendabele top van wind op land weg te werken (zie Figuur 9.1), maar plaatsing van windturbines stuit op bezwaren met betrekking tot geluidhinder en 'horizonvervuiling'.

De onrendabele top van offshore windenergie is (zonder beleid) ook in 2020 naar verwachting nog hoog: ca. 7 ct/kWh. Het potentieel daarentegen is veel groter dan dat van windenergie op land. Voor 2020 lijkt 500 MW realistisch, al is een groter potentieel haalbaar: een recente haalbaarheidsstudie [34] geeft aan dat het maximum potentieel ligt bij 200 GW voor het Nederlandse deel van het Continentaal Plat.

Het valt op dat er aan offshore windenergie relatief weinig aandacht besteed wordt t.o.v. fotovoltaïsche energie. Van het budget voor onderzoek, ontwikkeling, demonstratie en toepassing van duurzame energie wordt tot 2000 ca. 34 miljoen gld per jaar begroot voor fotovoltaïsche energie en 17 miljoen gld voor windenergie (incl. offshore) [35], terwijl de onrendabele top van fotovoltaïsche energie tot ruim na 2020 hoger blijft dan die van offshore windenergie.

In het voorgaande werd vastgesteld dat een belangrijke motivatie voor het stimuleren van fotovoltaïsche energie, naast de verwachte bijdrage aan de toekomstige elektriciteitsproductie, ligt in het belang voor het Nederlandse bedrijfsleven. Gezien het feit dat er binnen Nederland een groter aantal bedrijven actief is op het gebied van windenergie dan op het gebied van fotovoltaïsche energie; dat er een grote know-how is op het gebied van offshore installaties en dat er een grote thuismarkt is, zou een identieke benadering verwacht mogen worden voor offshore windenergie.

9.3.4 Afval en biomassa

Afval in organische vorm (papier, hout, GFT) en niet-organische vorm (kunststoffen) zal een belangrijke bijdrage leveren aan de doelstelling van 10 procent duurzame energie in 2020. De rentabiliteit is goed en het aantal gerealiseerde projecten neemt zienderogen toe. Echter: het maximum potentieel is beperkt. Verwacht wordt dat in 2020 dit potentieel volledig gerealiseerd zal zijn. Het gaat daarbij om ca. 70 PJ wat aan fossiele brandstof uitgespaard kan worden op jaarbasis. Dit levert een substantiële bijdrage aan de doelstelling.

Vanwege de beperking in potentieel is het ook interessant om naar energieteelt te kijken. Daarbij gaat het veelal om vervanging van fossiele brandstoffen in kolengestookte centrales. Door ECN is een studie gedaan naar de bijdrage die energieteelt kan leveren aan het aandeel duurzame energie in 2020 [36]. In deze studie wordt gesteld dat, mede gelet op het aspect duurzaamheid, uiteindelijk maximaal ca. 7 procent van het huidige primaire energiegebruik door binnenlandse energieteelt gedekt kan worden. Dit is ca. 200 PJ primaire energie uit biomassa. Daar echter verwacht wordt dat de prijzen voor import van biomassa lager zullen zijn dan de prijzen voor biomassa uit binnenlandse teelt, wordt in het algemeen aangenomen dat tot 2020 vooral de import van biomassa uit energieteelt een realistische optie is. Vooral import uit de Baltische staten lijkt een aantrekkelijke optie. Prijzen voor de biomassa die daar vandaan komen lopen uiteen van 2,30 gld/GJ tot 6,70 gld/GJ [37]. Op termijn moet echter aangenomen

men worden dat door toenemende vraag er een schaarste aan biomassa uit deze staten zal ontstaan. Het alternatief is dan om de biomassa uit andere landen te halen, bijvoorbeeld Uruguay. Echter de prijs van biomassa zal dan, gezien de langere transportafstanden, stijgen naar ca. 10 gld/GJ [36]. Omdat de prijzen die gerekend worden voor de teelt van binnenlandse biomassa (7,10 gld/GJ tot 11,60 gld/GJ) [37] dan concurrerend worden kan verwacht worden dat er op langere termijn een stimulans ontstaat voor binnenlandse teelt.

9.4 Conclusies

Doelstelling wordt niet gehaald

In dit hoofdstuk is vastgesteld dat met het ingezette beleid de 10% doelstelling in de scenario's niet gehaald wordt. Deze conclusie geldt ongeacht of uitgegaan wordt van de enge of ruime definitie van duurzame energie en ongeacht of er uitgegaan wordt van een absolute doelstelling van 288 PJ of een relatieve 10% doelstelling t.o.v. het Totaal Verbruik Binnenland.

Oorzaken

De achterliggende oorzaken van de lagere penetratie van duurzame energie is voornamelijk de geringe financieel-economische aantrekkelijkheid van de verschillende opties. Het ingezette beleid heeft wel invloed hierop, met name de EIA en de kleinverbruikersheffing, maar niet voldoende om investeerders op grote schaal te doen kiezen voor de duurzame opties. Bovendien, voor technologieën die nu nog erg duur zijn, zoals de warmtepomp en fotonvoltaïsche energie, is de veronderstelde kostendaling van veel groter belang dan de inzet van de beleidsinstrumenten.

Meest aantrekkelijke opties

De meest aantrekkelijke duurzame opties om toch de 10% doelstelling te bereiken zijn warmtepompen, fotonvoltaïsche energie, wind en biomassa. Voor warmtepompen lijkt met name in de dienstensector een groot potentieel te liggen. Op het gebied van PV en warmtepompen zal nog veel R&D moeten plaatsvinden om de kostprijs omlaag te krijgen. PV zal ook in 2020, bij energieprijzen zoals ze in de scenario's gelden, nog steeds veel duurder zijn dan het conventionele alternatief. Ook de kosten van offshore windenergie blijven naar verwachting echter hoog, zij het lager dan voor PV. Gelet op de grote know how op het gebied van windenergie én offshore installaties, zou een grotere R&D-inspanning op het gebied van offshore wind verwacht mogen worden. Biomassa lijkt de goedkoopste van de opties met in principe een groot potentieel voor duurzame elektriciteitsproductie (PV, offshore wind en biomassa). De inzet ervan om te komen tot 10% duurzaam lijkt daarmee voor de hand te liggen.

Effecten liberalisering

Bij liberalisering van de energiemarkt zal de rentabiliteit van hernieuwbare energiebronnen een doorslaggevende rol spelen bij investeerders, zodat verwacht kan worden dat slechts enkele opties een kans maken te overleven in de concurrentiestrijd. Veel hernieuwbare opties zouden daarbij wel eens uit de race kunnen raken. Temeer daar het waarschijnlijk is dat de kosten van kapitaal hoger worden voor de geliberaliseerde en mogelijk geprivatiseerde energiebedrijven. Aangezien de meeste duurzame ener-

gie-opties juist gekarakteriseerd worden door hoge investeringskosten en lage of geen brandstof-kosten, zijn hogere kosten van kapitaal extra nadelig voor duurzame energie.

Een andere factor is dat de energiemarkt makkelijker toegankelijk wordt voor bedrijven. Daardoor krijgen ook kleinere bedrijven die een pionierrol spelen m.b.t. nieuwe technologieën betere kansen tot toetreding, wat tot diversificatie kan leiden.

Rol overheid

Er zijn dus zowel positieve als ook negatieve invloeden van een geliberaliseerde energiemarkt op de implementatie van duurzame energie aan te wijzen. De negatieve invloeden lijken van grotere importantie dan de positieve. Voor het bereiken van een hoog percentage duurzaam zal de rol van de overheid dus essentieel blijven en misschien wel belangrijker worden. Liberalisering van de energiemarkten vraagt dus op het gebied van duurzame energie juist een grotere betrokkenheid van de overheid, om d.m.v. regelgeving en andere beleidsmaatregelen duurzame energie te stimuleren. Een optie die nader onderzocht dient te worden is het toepassen van groene stroom certificaten.

10. DEMATERIALISATIE

In dit hoofdstuk wordt nader ingegaan op de prognoses betreffende dematerialisatie. Dematerialisatie betreft het achterblijven van de milieubelastende materialenproductie bij de economische ontwikkeling. Het is een gunstig effect, dat de tegenstelling tussen economische belangen en het milieubelangen minder hard maakt. In de scenario's uit het eerste deel van dit rapport speelt dematerialisatie bij de industrie een even belangrijke rol als besparingen in enge zin. Het draagt in belangrijke mate bij aan een lagere energie-intensiteit van de economie. Naast het gunstige beeld dat in de scenario's is opgenomen, kan ook een minder voorspoedige ontwikkeling van dematerialisatie geschetst worden. Dat wordt in dit hoofdstuk nader uitgewerkt. Eerst wordt dematerialisatie geplaatst binnen de methode die wordt toegepast voor de energieverbruiksprognoses in deze verkenning (paragraaf 10.1). Vervolgens wordt nader ingegaan op de onderliggende oorzaken van dematerialisatie (10.2). Daarna worden enige empirische gegevens gepresenteerd (10.3). Op basis daarvan wordt een beeld geschetst van alternatieve scenario's voor de industrie waarin Nederland zich verder specialiseert in efficiënte productie van basismaterialen (10.4). Tot slot worden beleidsaanbevelingen gedaan om dematerialisatie te bevorderen (10.5).

10.1 Methode

Stap 1: sectorstructuur

Om uit prognoses betreffende economische groei het toekomstig energieverbruik af te leiden is een aantal stappen nodig. Een eerste stap betreft de ontwikkeling van de sectorstructuur. De groei van energie-intensieve sectoren kan afwijken van de groei in de overige sectoren. Zo is de productie van een aantal basismaterialen verantwoordelijk voor het grootste deel van het industrieel energieverbruik. De sectoren basismetaleel en basischemie nemen bijvoorbeeld samen 76% van het industriële energieverbruik voor hun rekening en slechts 12% van de bruto productie in gulden [CBS, 1994]. Een goede prognose van de economische groei in deze deelsectoren is dus wezenlijk voor het bepalen van het toekomstig energieverbruik. Door het CPB zijn de groeicijfers voor deze sectoren in eerste instantie bepaald met het materialenmodel STREAM. De economische groei in deze sectoren is geschat door op de fysieke groei een 'upgradings-effect' te zetten. Daarbij heeft afstemming plaatsgevonden met de resultaten uit het ATHENA-model van de sectoren chemie en metaal, die economisch veel omvangrijker zijn.

Stap 2: fysieke ontwikkeling

De fysieke ontwikkeling, bijvoorbeeld de productie uitgedrukt in tonnen ruw ijzer, wijkt derhalve af van de productiewaarde. Het achterblijven van de fysieke groei bij de economische groei kan worden aangeduid als dematerialisatie binnen de sector. In de benadering met het STREAM-model is de ontwikkeling van met name de West-Europese vraag bepalend voor de Nederlandse productie van basismaterialen. Van de afzet van de Nederlandse basisindustrie is meer dan 80% export waarvan een groot deel naar West-Europa. De West-Europese vraag naar basismaterialen wordt bepaald op basis van de economische groei in het verleden en een trendmatig wijzigend aandeel van

basismaterialen daarin. Deze trendmatige afwijking op Europese of wereldschaal wordt verklaard uit de levenscyclus van de afzonderlijke materialen. De productie van een materiaal zal bij de introductie sterk groeien, deze groei zal vervolgens afvlakken tengevolge van verzadiging, en tenslotte gaan afnemen doordat er substituten komen. De productie van een relatief nieuw materiaal wordt geacht sneller te groeien dan de totale Europese toegevoegde waarde (materialisatie), de meeste energie-intensieve materialen blijven echter in groei daarbij achter (dematerialisatie). Voor de scenario's is in het algemeen aangenomen dat de Nederlandse producenten zich op dezelfde wijze ontwikkelen als de West-Europese concurrenten. Duidelijke uitzonderingen daarop zijn de aluminiumindustrie en de kunstmestindustrie. Confrontatie van de aldus bepaalde fysieke groei met de nationale economische groeicijfers uit ATHENA levert als resultaat een dematerialisatiecijfer in afzonderlijke nationale sectoren. Er wordt dus geen nadere invulling gegeven aan de verschijnselen die in de energie-intensieve sectoren dematerialisatie veroorzaken. In Tabel 10.1 zijn als voorbeeld de gegevens opgenomen zoals die in het GC-scenario zijn verwerkt. Wat opvalt, is dat dematerialisatie een belangrijk deel van economische groei compenseert, vooral in de basismetaal en de kunstmestindustrie. Er treedt voorts nergens materialisatie op, dat wil zeggen een fysieke productie die sterker groeit dan de waarde van de sectorproductie.

Tabel 10.1 *Bruto productie, dematerialisatie en fysieke groei bij basisindustrieën, 1996-2020, Global Competition, mutaties per jaar in %*

	Bruto productie (volume)	Dematerialisatie	Fysieke productie	Primaire fysieke productie/ grondstoffen gebruik
Staal	2,2	1,5	0,7	0,7
Non ferro	2,1	1,5	0,6	-5,3 ¹
Petrochemie	3,4	1,0	2,4	2,1
Anorganisch	3,5	1,0	2,5	2,5
Kunstmest	1,9	1,5	0,4	0,4
Ov. basischemie	4,6	1,8	2,8	2,8
Bouwmaterialen	2,0	0,75	1,25	1,0
Papier	2,5	1,0	1,5	0,5

¹ In GC sluiten beide Nederlandse producenten van primair aluminium hun poorten.

Volgende stappen

Een volgende stap betreft de prognose betreffende recycling, de terugwinning van basismaterialen uit afval. Deze route is namelijk aanzienlijk minder energie-intensief, daarom is het aandeel recycling wezenlijk voor de berekening van het energieverbruik. Het effect van recycling is af te leiden uit het verschil tussen de totale fysieke productie en de primaire productie in Tabel 10.1. Tenslotte zijn als laatste stappen de efficiency van conversieprocessen, van het productieproces en van besparende technieken bepalend voor het energieverbruik.

10.2 Oorzaken van dematerialisatie

Veel verschillende vormen

Veel verschillende verschijnselen kunnen leiden tot dematerialisatie. Vaak wordt gerefeerd aan slimme ontwerpen met minder materiaalinput, of aan verbeterde eigenschappen van materialen waardoor er minder van nodig is. Het kan ook via extra waardetoevoeging aan een product door het meer op de gebruiker toe te snijden met extra mogelijkheden, R&D of service. In de onlangs uitgebrachte nota milieu en economie wordt veelvuldig op deze mogelijkheden gespeculeerd [38]. Ook levensduurverlenging of hergebruik van producten, onderdelen of materiaal kan opgevat worden als dematerialisatie, indien de primaire productie als maatstaf geldt. Er zijn ook tegenovergestelde verschijnselen, zoals het steeds sneller vervangen van modegevoelige producten of het toenemend gebruik van eenmalige verpakkingen.

Materiaalproductie en -verbruik

Indien een economie sterk gericht is op internationale handel, zoals Nederland, betekent een toename van nationale materiaalproductie uiteraard nog geen toename van nationaal materiaalverbruik. Alleen op Europese schaal dekken uitgaande stromen van de basisindustrie ingaande stromen in de verwerkende industrie in belangrijke mate (m.a.w. Europa is op dit punt in belangrijke mate zelfvoorzienend). De ontwikkeling van de materiaalintensiteit in de verwerkende industrie komt niet aan de orde in dit rapport. Aan dematerialisatie tengevolge van zuiniger ontwerpen of levensduurverlenging wordt derhalve grotendeels voorbijgegaan. Dat geldt ook voor recycling voorzover die niet plaatsvindt in de basisindustrie. Er wordt dus onderscheid gemaakt tussen dematerialisatie aan de productie- (aanbod-) zijde en dematerialisatie aan de verbruiks- (vraag-) zijde.

Dematerialisatie stap voor stap

In Tabel 10.2 worden de uitgangspunten voor de verschillende scenario's met een stapsgewijze benadering gepresenteerd. Wat opvalt, is dat de voornaamste dematerialisatie op zou treden in de sectoren zelf, terwijl dematerialisatie tengevolge van een sterk groeiende dienstensector of verwerkende industrie minder betekenis heeft. Dematerialisatie in de sectoren zelf houdt in, dat aan de eigen productie een belangrijk hogere waarde wordt toegevoegd. Dit houdt in dat nieuwe basischemicaliën en -metalen worden ontwikkeld waarin structureel meer kapitaal en arbeid per eenheid zit terwijl de energiebehoefte per eenheid niet wezenlijk toeneemt.

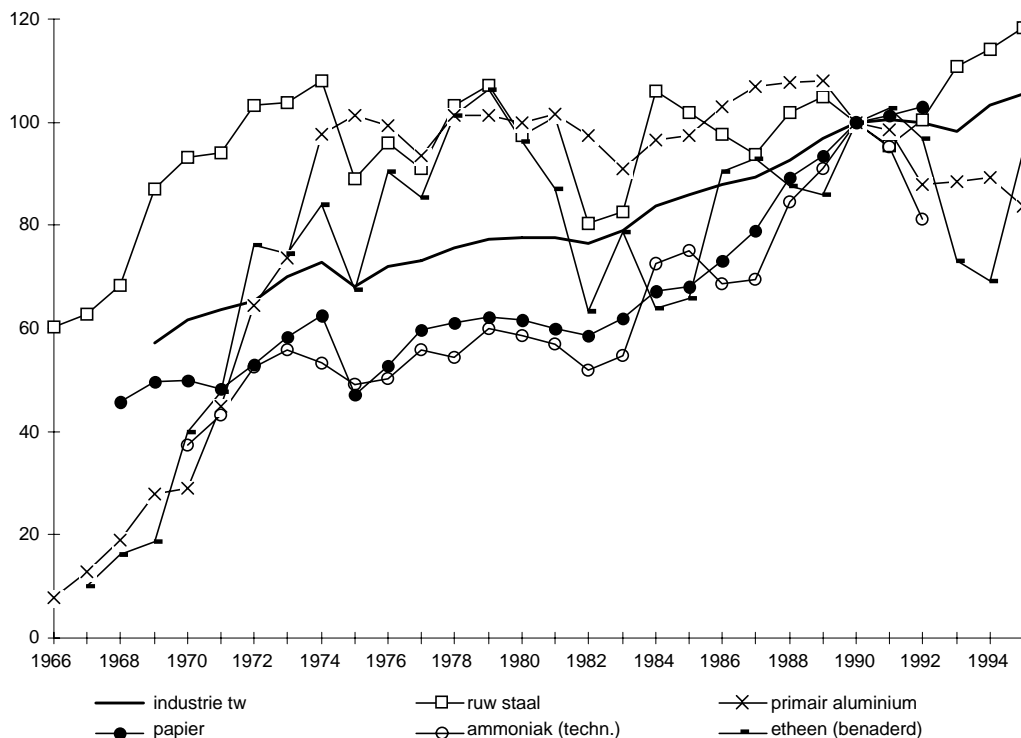
Tabel 10.2 *Dematerialisatie op basis van groeiverschillen, stapsgewijze benadering, 1996-2020, mutaties per jaar in %*

	DE	EC	GC
Volume bruto binnenlands product	1,5	2,7	3,3
Volume toegevoegde waarde industrie	1,6	3,4	3,9
Volume bruto productie basischemie plus basismetaal	1,2	2,6	3,2
Fysieke groei van basischemie plus basismetaal, energiegewogen	0,6	1,5	1,8
idem, alleen primaire productie	0,5	0,9	1,3

Een fysieke groei van 1,8% per jaar bij een waardegroei van 3,2% (GC) houdt in, dat in 2020 het aandeel van bulkproductie in de omzet blijvend met 30% wordt teruggedrongen ten gunste van pure waarde toevoegende activiteiten. De waarde van een gemiddeld basisproduct is dan structureel met meer dan 40% toegenomen door aanvullende inzet van productiefactoren. Dit lijkt een belangrijke structurele verandering van deze basisindustrieën te vergen. Daarbovenop neemt het aandeel secundaire productie nog belangrijk toe, de primaire productie wordt met gemiddeld 12% teruggedrongen door toegenomen recycling binnen de sector. In EC wordt het aandeel van recycling nog hoger. Genoemde ontwikkelingen doen zich voor in de basisvarianten, zonder dat additioneel beleid wordt verondersteld.

10.3 Dematerialisatie: realisaties

Uit statistische gegevens kan een beeld worden gevormd van dematerialisatie in het recente verleden. In Figuur 10.1 is voor een aantal belangrijke basisproducten de ontwikkeling weergegeven in relatie tot de economische groei.



Figuur 10.1 *Ontwikkeling van een aantal fysieke stromen (indices, 1990=100) in vergelijking met de economische groei (i.e. de toegevoegde waarde (tw) van de industrie)*

De figuur geeft een wisselend beeld voor verschillende stromen. Bij aluminium is een zekere levenscyclus herkenbaar, in de beginjaren was de productie van dit materiaal duidelijk in opkomst. Bij ruw staal is over een lange periode een zekere dematerialisatie zichtbaar. Bij klassieke producten als papier en ammoniak blijkt vanaf 1980 de fy-

sieke groei evenwel duidelijk sterker dan de gemiddelde economische groei. Mogelijke verklaringen hiervoor zijn niet eenvoudig te geven. De volgende analyse beperkt zich tot de productiezijde van de basischemie en de basismetalaalindustrie. De benadering is wederom stapsgewijs.

Betekenis van de industrie

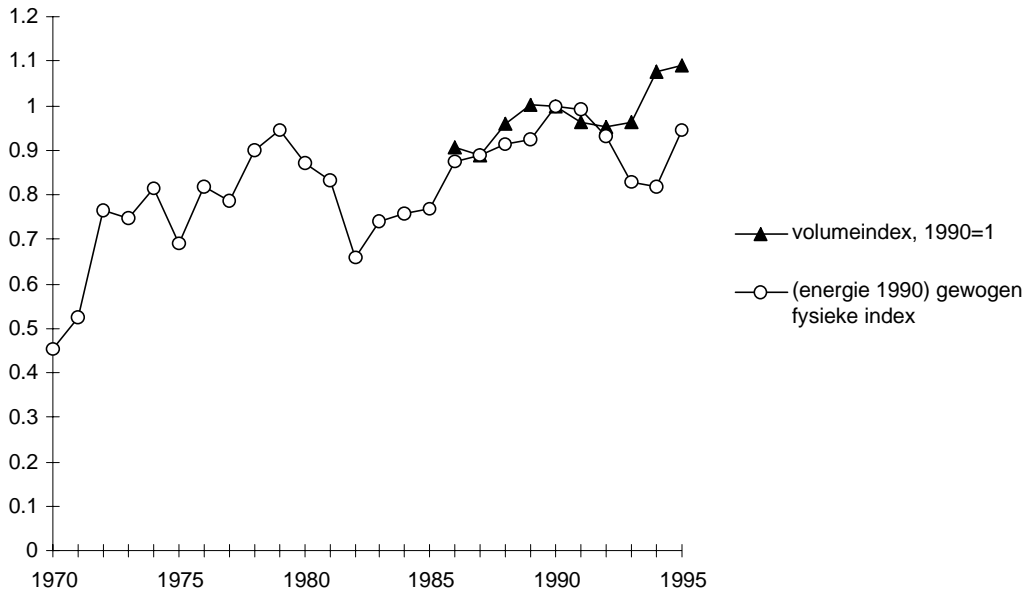
Als eerste indicatie wordt het aandeel van de industrie in de totale productie beschouwd. Over een langere periode is een daling zichtbaar van het aandeel van de nijverheid excl. bouw (industrie, raffinage, delfstoffenwinning). Dit aandeel nam jaarlijks met 0,3 %punt af, ten gunste van de dienstensector, die haar aandeel tot tweederde van het BBP zag toenemen. Dit is derhalve een belangrijke component van dematerialisatie indien men de hele binnenlandse productie als referentie neemt. Een belangrijke factor in de daling van het aandeel nijverheid betreffen de energiesectoren delfstoffenwinning en raffinage, die hun aandeel zagen halveren over de beschouwde periode. Om een zuiverder beeld te krijgen van de ontwikkeling in de verbruikende sectoren, moet gekeken worden naar het aandeel van de industrie *exclusief* delfstoffenwinning en raffinage aangegeven. Dan is de daling vrijwel verdwenen, ca. 0,1% per jaar (leidend tot een aandeel van 17,5% in 1995). In de groeiscenario's GC en EC wordt voor de industrie een groei ingezet die 0,5% hoger ligt dan de BBP-groei, zodat de industrie weer aan betekenis gaat winnen.

Betekenis van de basisindustrie

De volgende stap betreft de basisindustrie, als belangrijkste verbruiker van energie. Het aandeel van de basischemie en basismetalaal in de toegevoegde waarde van de industrie vanaf 1977 fluctueert, maar het lijkt per saldo iets te stijgen in de beschouwde periode (in 1995 bedraagt het aandeel 14,7%, ofwel 2,6% van het BBP). Er is dus geen dematerialisatie ten gevolge van verschuiving in de industriële sectorstructuur waar te nemen. De basischemie en basismetalaal zijn geen sectoren met duidelijk achterblijvende investeringsniveaus of stagnatie. In de scenario's neemt de rol van de basisindustrie in betekenis af ten opzichte van de totale industrie, en ook iets ten opzichte van de BBP. Per saldo resulteert er een vrijwel stabiele positie van de basisindustrie, hetgeen overeenkomt met realisaties in het verleden.

Fysieke productie

De volgende stap betreft de fysieke productie in verhouding tot de sectorale toegevoegde waarde in de basismetalaal en basischemie. In Figuur 10.2 is het verloop van de fysieke productie weergegeven samen met de toegevoegde waarde van de basismetalaal en chemische grondstoffensector. Door de sterke fluctuaties in de cijfers is geen duidelijke dematerialisatie af te leiden. Over de beschikbare jaren bedraagt de economische groei 2% en de fysieke groei 1,5% per jaar. De trendmatige dematerialisatie bedraagt 0,5-0,8 % per jaar. Dit is belangrijk minder dan de 1,4% die in het groeiscenario GC wordt ingezet.



Figuur 10.2 *Fysieke productie en toegevoegde waarde in de basischemie en basismetaal*

Voor wat betreft de chemie worden hier de relevante tijdreeksen voor fysieke productie gebaseerd op het verbruik van grondstoffen en de technische productie van etheen en ammoniak. Dit zijn slechts benaderingen en deze fysieke productie is gerelateerd aan ca. 75% van het energieverbruik in de chemie. De CBS-cijfers voor het energieverbruik in de chemie zijn onlangs bijgesteld, vanwege onvolkomenheden. Het betreft onder meer een daling van het non-energetisch verbruik van 10 tot 25%. Deze globale correcties gaan echter niet verder terug dan 1989 en het is nog niet duidelijk op welke grondstoffen of energiedragers ze betrekking hebben. Op de gebruikte tijdreeksen zijn ze derhalve nog niet toegepast. Voor de basismetaal is de productie van ruw ijzer en primair aluminium gehanteerd als relevante grootheid. De samenstelling van deze reeksen tot een fysieke reeks vond plaats door weging met het primair energieverbruik in 1990.

Resultaten MJA's

Recentere gegevens over de fysieke productie in de basisindustrie kunnen afgeleid worden uit de voortgangsrapportages van de Meerjarenafspraken Energie-efficiency (MJA's). het hierin opgenomen 'normverbruik' zou een correcte maat moeten zijn voor de energiegewogen fysieke productie. Uit analyse van deze gegevens blijkt dat er geen dematerialisatie maar materialisatie optreedt, de fysieke productie groeit harder dan de productiewaarde van de sector. Dit is met name verrassend voor de chemie en de basismetaalindustrie, waar de MJA's een zeer hoge dekking hebben.

Tabel 10.3 Resultaten MJA's en vergelijking met CBS-gegevens, 1989-1995, mutaties in % per jaar

	groei fysieke productie cf. MJA	groei productiewaarde
Industrie	2,5%	1,8%
Voeding	2,9%	2,5%
Papier, grafisch	2,9%	1,3%
Chemie	2,8%	1,9%
Bouwmaterialen	1,2%	0,8%
Basismetaal	2,4%	0,4%
Raffinaderijen	2,0%	3,1%

De fysieke grootte in de MJA-monitoring geeft een gedetailleerder beeld van de relevante fysieke ontwikkeling dan de gefragmenteerde CBS-gegevens. Er kunnen nieuwe producten aan worden toegevoegd en oude producten uit wegvallen. Blijkbaar vormen bulkproducten de laatste jaren een steeds belangrijker aandeel in de industrie. Het CPB acht dit een tijdelijk conjunctureel verschijnsel. In de scenario's wordt het aandeel bulkproducten op de lange termijn steeds kleiner.

Waarschijnlijk speelt bij de MJA's echter ook de systematiek van monitoring een belangrijke rol. Energie-efficiency is hier de verhouding tussen energieverbruik en fysieke output. Bij het vaststellen van de resultaten wordt de fysieke grootte waarschijnlijk relatief 'hoog' samengesteld zodat ook de energie-efficiency hoog is [39]. Zowel de aard als de hoeveelheden van samenstellende fysieke stromen zijn vertrouwelijke informatie.

De MJA-gegevens winnen aan betekenis op langere termijn, wanneer trends duidelijker worden en conjuncturele effecten in de basisindustrie worden vereffend.

10.4 Nederland (duurzaam) basisindustrieland

Twee 'bulk'-scenario's

In paragraaf 10.2 is aangegeven dat de scenario's uit de Lange Termijn Verkenning structurele veranderingen in de basisindustrie veronderstellen naar hogere waarde toevoeging en specialisatie en minder bulkproductie. Het is evenwel denkbaar dat trends uit het verleden worden voortgezet, hetgeen in deze paragraaf wordt uitgewerkt. Met toenemende productiviteitsverbetering in bulkprocessen, gecombineerd met hoge energie- en milieu-efficiency kan Nederland op veel terreinen een concurrerende materialenproducent blijven. Het relatief hoge aandeel op het gebied van grootschalige materialenproductie kan verder versterkt worden. Dit is weergegeven in het scenario 'bulk as usual'. Verdere toelegging op bulkproductie houdt niet in dat innovaties beperkt blijven tot het optimaliseren van bestaande processen. Vernieuwing zal met name plaats moeten vinden door het bevorderen van duurzaamheid. De volgende comparatieve voordelen zijn van belang:

- de reeds aanwezige economische positie van de basismetaal, chemische en voedingsmiddelenindustrie nabij veelzijdige afzetmarkten en gekoppeld aan een omvangrijk en groeiend netwerk van infrastructuur,

- de sterke verwevenheid in met name de chemische en voedingsmiddelenindustrie, en de mogelijkheden tot verdere clustervorming,
- de centrale ligging van met name het Rotterdamse havengebied voor de invoer en verwerking van reststromen uit West Europa,
- het voor de basisindustrie aanwezige investeringsklimaat en de aanwezige kennis,
- de huidige kennisopbouw op het gebied van afvalverwerking en de reeds aanwezige institutionele kaders,
- het imago van Nederland als milieukoploper en schoon land, de geneigdheid om afval in eigen land zo verantwoord mogelijk te verwerken.

Kapitaal en kennis kunnen gericht worden op recycling, het toepassen en integreren van reststromen en het zo hoogwaardig mogelijk aanwenden van afval- en biomassastromen. Hierbij zal de nadruk op relatief kapitaalintensieve grootschalige processen liggen. Dit laatste is weergegeven met het scenario 'bulk duurzaam'.

Uitgangspunten voor de bulkscenario's

Uitgaande van het bruto productievolume in de basisindustrie zoals opgenomen in Tabel 10.2 voor GC worden alternatieve veronderstellingen betreffende dematerialisatie binnen de sectoren gebaseerd op in paragraaf 10.3 gevonden realisaties. De dematerialisatie wordt daarom ingezet op gemiddeld ongeveer de helft van het niveau in GC. Dit leidt tot een basisontwikkeling van het energieverbruik in 2020 met een aanzienlijk hoger niveau dan in GC. Daarbij zijn ten aanzien van besparingen en recycling voornamelijk dezelfde uitgangspunten gehanteerd.

Bulk as usual

In 2020 is de fysieke productie van de staalindustrie gestegen tot 8,7 miljoen ton in GC. Vertaald naar processen geldt dat bij Hoogovens nieuwe 'cyclone converter' (CCF) eenheden een belangrijk deel van de capaciteit hebben ingenomen en concurrerend zijn op de Europese markt. De primaire aluminiumcapaciteit van Pechiney blijft gehandhaafd door vernieuwing van de bestaande productiecapaciteit. De ammoniakproductie ten behoeve van kunstmest is gegroeid. Andere organische en anorganische productie is uitgebreid en heeft steeds meer bulkarakter gekregen. De totale petrochemische productie is in 2020 verdubbeld.

Bulk duurzaam

Naast CCF is in Nederland geïnvesteerd in staalproductie in elektro-ovens vanwege de beschikbaarheid van kwalitatief hoogwaardig schroot en mogelijkheden tot import van sponsijzer. Daarnaast heeft de verbeterde recycling en productie van secundair aluminium uit schroot geleid tot een steeds hogere kwaliteit. Ook de productie en recycling van andere non-ferro metalen is gegroeid. De petrochemische industrie kon niet alleen met succes de capaciteit en flexibiliteit van de bestaande kraakinstallaties vergroten maar daarnaast een nieuwe full scale installatie realiseren waarin verschillende restproducten en afvalstoffen omgezet kunnen worden in petrochemische producten (flexicracker). Deze installatie wordt volledig als duurzaam beschouwd, zowel voor wat betreft energie- als grondstofverbruik. De anorganische- en kunstmestchemie heeft nieuwe wegen ingeslagen en ingezet op milieuvriendelijker alternatieven voor o.a. ammoniak en chloor. De bestaande capaciteit is daarbij evenwel gehandhaafd, maar

niet verder uitgebreid. De groei vindt plaats in processen die wezenlijk minder energie vragen.

In Tabel 10.4 is aangegeven welke effecten optreden op basis van de geprognoseerde groei van de basisindustrie conform het GC-scenario; en bij een behoedzamer inschatting van dematerialisatie volgens de beide geschetste scenario's. Daarbij wordt de in GC berekende ontwikkeling van de besparingen gehandhaafd. Het duurzame petrochemische aandeel is hier buiten beschouwing gelaten, en niet meegeteld voor de beleidsrelevante fossiele energievraag.

Tabel 10.4 *Resultaten fysieke ontwikkeling en energieverbruik bulkscenario's*

	GC,	GC, bulk as usual	GC, duurzamer bulk
Fysieke productie 1996-2020, mutaties gemiddeld in % per jaar			
Staal	0,6	1,2	1,2
- vv. primair	0,6	1,1	0,3
- vv. EAF	2,2	2,8	8,4
Aluminium	-0,3	0,9	1,7
- vv. primair	verdwijnt	-2,2	-2,2
- vv. secundair	3,0	3,0	4,2
Petrochemie	2,4	2,8	2,8
- vv. primair	2,1	2,4	1,3
Afval en biomassa (aandeel 2020)	(7%)	(9%)	(31%)
Anorganische chemie	2,5	3,2	1,7
Ammoniak	0,5	1,0	-1,0
<i>Finaal energieverbruik</i>			
<i>Industrie totaal</i>	<i>1,3</i>	<i>1,8</i>	<i>0,9</i>

De cijfers op de laatste regel van de tabel onderstrepen dat de effecten op het industriële energieverbruik aanzienlijk kunnen zijn, en dat de veronderstellingen betreffende dematerialisatie in de basisindustrie van wezenlijk belang zijn. Het is evenwel niet mogelijk eenvoudig te kiezen voor het duurzame scenario om bepaalde beleidsdoelstellingen te realiseren. Niettemin zijn met gerichte stimulering van de geschetste technologie in de basisindustrie wellicht belangrijke resultaten te boeken. Het valt daarom te overwegen beleid te ontwikkelen betreffende deze mogelijke dematerialisatie aan de aanbodzijde.

10.5 Stimuleren van dematerialisatie aan de vraagzijde

Veel vormen van dematerialisatie

Naast een mogelijk beleid gericht op een duurzamere basisindustrie kan ook aan de vraagzijde ingezet worden op minder milieubelastend materiaalverbruik. Uitgaande van de vele vormen waarin dematerialisatie kan optreden zijn er vele beleidsvormen denkbaar die een dergelijk verschijnsel kunnen bevorderen. Dit wordt onder andere aangegeven in de nota milieu en economie [38]. Het is niet altijd duidelijk hoe van bepaalde ontwikkelingen systematisch het al dan niet positieve effect op het milieu be-

paald kan worden. Beschouwt men ontwikkelingen op productniveau, dan zijn mooie voorbeelden te geven van nieuwe producten met meer waardetoevoeging en/of minder materiaalbehoefte. Op basis van een gedegen levenscyclusanalyse (LCA) en met keuze van de juiste systeemgrenzen is het effect te kwantificeren. Het is mogelijk dergelijke dematerialisatieprojecten financieel te stimuleren, bijvoorbeeld op basis van tendering. Het is ook denkbaar een milieukeur te hanteren of anderszins de beeldvorming van een product te bevorderen. Vanwege het detailniveau waarop men opereert is het effect op de sector of macro-cijfers echter nihil. Voor de producten van een gehele sector is het maken van LCA's al vrijwel ondoenlijk, net zoals de analyse van alle producten van één type materiaal. Bij het financieel stimuleren van dematerialisatie kunnen bovendien free-rider effecten en erosie van aanvankelijke milieuvordelen in hoge mate optreden. Het stimuleren van milieugericht ontwerpen is een mogelijkheid die op langere termijn vruchten kan afwerpen.

Afspraken met sectoren

Een aanknopingspunt voor energie-relevante dematerialisatie vormen de Meerjarenafspraken energie-efficiency (MJA's). Het is mogelijk om op sectorniveau afspraken te maken over de energie-inzet per eenheid product. Een dergelijke afspraak lijkt ook mogelijk voor materiaalverbruik, bijvoorbeeld in de verwerkende industrie [39]. Dit geeft de mogelijkheid om op geaggregeerd niveau materiaalbesparing te bevorderen. Het accent van energiebesparing verplaatst zich dan van de basisindustrie naar de verwerkende (verbruikende) bedrijfstakken. De covenant verpakkingen blijft een andere mogelijkheid om energie-intensief materiaalverbruik sectorbreed terug te dringen.

Financiële prikkels

Ook via financiële instrumenten is het bevorderen van dematerialisatie mogelijk. Via vergroening van het belastingstelsel kunnen milieubelastende activiteiten meer als grondslag gaan dienen voor belastingheffing. Het lijkt echter moeilijk om materiaalverbruik als grondslag te hanteren. Milieuheffingen, zoals een regulerende energieheffing, zullen een zeker beperkt effect sorteren op de prijs van energie-intensieve producten. Het effect is in het algemeen te gering, materiaalkosten vormen doorgaans minder dan 10% van de totale kosten. Een geforceerde verhoging van deze kostencomponent is mogelijk door de kosten van de verwerking via een bepaalde route reeds in de prijs op te nemen. Dit wordt toegepast voor auto's en in West-Duitsland op grotere schaal via het Duales System Deutschland (der grüne Punkt). Statiegeld kan beschouwd worden als een heffing bij het niet op de juiste wijze terugbrengen van gebruikte producten. Statiegeldsystemen voor verpakkingen zijn reeds lang bekend, maar lijken steeds meer in de verdrukking te komen. De hoge kosten voor terugname worden in de productprijs doorberekend, terwijl dat voor verwijdering van eenmalige verpakking op andere, indirecte wijze gebeurt.

Regulering

Verdergaande regulering is ook denkbaar. Zo kan bij een gescheiden inzamelstructuur voor allerlei materialen een verbod op aanbidding via het huisvuil toegepast worden voor bijvoorbeeld grafisch papier, aluminium of PVC, zoals dat nu reeds gebeurt voor chemisch afval of puin. Er is productregulering mogelijk, zoals een verbod op moeilijk scheidbare bevestigingstechnieken of markering van kunststoffen. Ook de bouwvoor-

schriften bieden aanknopingspunten ten aanzien van efficiënt materiaalgebruik, uitwisselbaarheid van componenten en 'sloopbaarheid'.

10.6 Conclusies

Gezien de ontwikkeling van dematerialisatie in het verleden lijken de uitgangspunten in de Lange Termijn Verkenning optimistisch ingeschat. Een behoedzamer prognose op basis van voortzetting van huidige trends in de productiestructuur leidt tot belangrijk hoger energieverbruik in de verschillende scenario's. Structurele verhoging van de toegevoegde waarde ten opzichte van het materiaalverbruik is nauwelijks met algemeen beleid te sturen. Waar dit wel mogelijk is, betreft het verbruikende sectoren, en niet zozeer de basisindustrie. Gezien de omvangrijke effecten lijkt het zinvol het aandeel van de energie-intensieve sectoren ook op andere wijze te benaderen. Dat kan bij de basisindustrie vooral door in te zetten op grootschalige kapitaalintensieve recyclingprocessen, toepassing van afval en biomassa als grondstof en het zo hoogwaardig mogelijk gebruiken van reststromen. Nederland lijkt daarvoor een ideale uitgangspositie te hebben.

Ten aanzien van de mogelijkheden voor beleid zijn met name sector- of verbruikgerichte maatregelen interessant die betrekking hebben op geselecteerde grote materiaalstromen. Doelvoorschriften of convenanten in combinatie met een geschikt speelveld voor marktwerking en specifieke oplossingen lijken de beste mogelijkheid te bieden.

11. KEUZES VOOR ENERGIE-INFRASTRUCTUREN

11.1 Inleiding

Vanaf 1995 tot 2020 zullen in het kader van de VINEX meer dan 800.000 woningen worden gebouwd, waarvan ca. 350.000 op nieuwe uitbreidingslocaties. Novem voert in opdracht van EZ en VROM een programma uit dat er op is gericht meer aandacht te krijgen voor het kiezen van de 'Optimale Energie Infrastructuur' op nieuwbouwlocaties. Het type energie-infrastructuur bepaalt welke energiedragers kunnen worden gebruikt en bepaalt daarmee ook vaak de keuze van conversietechnologie. Met een relatief lange levensduur en arbeidsintensieve aanleg zorgt de energie-infrastructuur zo voor traagheid van veranderingen in de energievoorziening.

Drie configuraties

In principe beperkt de keuze voor infrastructuur op nieuwbouwlocaties zich tot een drietal configuraties. Er mag vanuit worden gegaan, dat (vrijwel) altijd een elektriciteitsnet wordt aangelegd. De keuze richt zich er vooral op of naast dit net, ook nog gekozen wordt voor een tweede infrastructuur. Aanleg van drie netten zal (vrijwel) nooit gebeuren. De mogelijke configuraties zijn dus:

1. elektriciteitsnet en gasnet,
2. elektriciteitsnet en warmtenet,
3. alleen elektriciteitsnet.

De keuze voor een bepaalde configuratie hangt vooral samen met de technologie die wordt gebruikt om in de vraag naar ruimteverwarming en warm tapwater te voorzien.

In paragraaf 11.3 wordt een overzicht gegeven van de energie- en kostenprestaties van verschillende technologieën op dit moment en de mogelijke ontwikkelingen richting 2020. Ook wordt gekeken naar omgevingsfactoren zoals de effecten van stijgende energieprijzen en additionele besparingsmaatregelen (paragraaf 11.4). In paragraaf 11.2 wordt eerst aandacht besteed aan de veranderende context waarbinnen de besluitvorming over energie-infrastructuur plaats vindt. Dit hoofdstuk wordt afgesloten met de conclusies in paragraaf 11.5.

11.2 Het veranderende besluitvormingsproces

Waar de alternatieven voor energie-infrastructuur voor een nieuwbouwlocatie worden afgewogen raken de gemeente, de energiesector en de bouwsector in een besluitvormingsproces betrokken, waarbij ieder vanuit zijn eigen expertise en achtergrond de alternatieven beoordeelt. Daarbij is de verhouding tussen de gemeente en het energiebedrijf veranderd door de toenemende aandacht voor duurzaamheid en CO₂-reductie en door de liberalisering van de energiemarkt.

Belangentegenstelling gemeenten - energiebedrijven

Tot voor kort was de gemeente vaak eigenaar van het (vroegere nuts) distributiebeprijf en kon invloed uitoefenen op de bedrijfsvoering en besteding van gelden. De belangen van de gemeente en het energiebedrijf waren veelal dezelfde: een betrouwbare, veilige en voor de burger betaalbare energievoorziening. Inmiddels hebben gemeenten een grotere verantwoordelijkheid gekregen bij het uitvoeren van milieubeleid. Dit komt ondermeer tot uiting in het feit dat veel gemeenten zich hebben aangesloten bij het klimaatverbond, met de daarbijbehorende CO₂-reductiedoelstelling. Het energiedistributiebeprijf moet in een geliberaliseerde markt veranderen van een nutsbedrijf naar een concurrerend, marktgericht bedrijf. Dat betekent dat een distributiebeprijf steeds minder geneigd zal zijn hogere kosten van een meer duurzame energievoorziening voor haar rekening te nemen en financiële risico's steeds meer zal proberen te vermijden. De nutsfunctie van een energievoorziening moet daarom steeds meer door gemeenten worden bewaakt.

EPL

Door de overheid worden al plannen ontwikkeld om te komen tot een energieprestatienorm op wijkniveau: een energie prestatie op locatie of kortweg EPL. Dit om te komen tot een energieprestatie die op wijkniveau verder gaat dan de optelsom van de EPN per woning. Doel is dus vooral om maatregelen die het gebouwniveau overstijgen een belangrijkere rol te laten spelen om het fossiele energiegebruik in woonwijken te verlagen. Een oplossing waarbij de gemeente de doelstelling bepaalt en het energiebedrijf de middelen, staat die mogelijkheden niet in de weg.

Verplichte afweging alternatieven

De AER stelde in haar advies onlangs voor een energierapportage in opdracht van de gemeente verplicht te stellen. Daarmee zou in ieder geval gewaarborgd zijn dat een afweging tussen alternatieven wordt gemaakt. Dat lijkt al een belangrijke stap vooruit, zoals mag blijken uit het volgende:

'In het Energie Verslag Nederland 1996 is begin 1997 een kleine inventarisatie gemaakt rond de besluitvorming over energie-infrastructuur op de VINEX-lokaties. Daaruit bleek dat op een groot deel van de VINEX-lokaties nog de vertrouwde gas- en elektriciteitsnetten worden aangelegd. Onduidelijk bleef of dat het resultaat was van een besluitvormingsproces waarbij alternatieven zijn betrokken of dat het een voortzetting is van een jarenlange gewoonte, zonder dat een expliciete afweging is gemaakt.'

Tevens beveelt de AER tenderen aan, mits de randvoorwaarden in de tenderaanvraag zijn inbegrepen. M.a.w.: de gemeente bepaalt de randvoorwaarden (bijv. service, maximum tarieven), het energiebedrijf de infrastructuur en de conversietechnologie.

Uiteindelijk zal dus steeds explicieter een keuze worden gemaakt tussen verschillende energie-infrastructuren, waarbij de afweging van alternatieven vooral zal plaatsvinden op basis van de energiebesparing die met verschillende technologieën kan worden bereikt en de kosten die daarmee zijn gemoeid.

11.3 Energie- en kostenprestaties van technologieën

De kansen voor verschillende infrastructuren hangen vooral samen met de ontwikkelingen van de verschillende technologieën, zowel op het gebied van de mogelijke energiebesparing als de kosten die dit met zich meebrengt.

Deze paragraaf inventariseert voor verschillende technologieën welke prestaties op dit moment mogelijk zijn en welke prestaties op langere termijn (2020) bereikt kunnen worden. Eerst worden de uitgangspunten beschreven, waarna de hieruit resulterende energie- en kostenprestaties van verschillende technologieën worden gepresenteerd.

11.3.1 Uitgangspunten

De resultaten worden gepresenteerd op woningniveau. Dit betekent dat zowel het primair energieverbruik als de kosten worden gepresenteerd per woning. Het primair energieverbruik heeft betrekking op het energieverbruik voor ruimteverwarming, warm tapwater en koken. Het overig elektriciteitsverbruik wordt niet/weinig beïnvloed door de keuze voor infrastructuur en is daarom in deze analyse buiten beschouwing gelaten. De gepresenteerde kosten betreffen de kosten van de infrastructuur, de kosten van de conversietechnologie en de kosten van de energiedragers. De berekeningen zijn gedaan op basis van onderstaande uitgangspunten. Alle bedragen zijn exclusief BTW.

Technologieën

De volgende technologieën zijn in kaart gebracht:

Met elektriciteitsnet en gasnet:

- HR-combiketel,
- Individuele gasgestookte warmtepomp,
- Micro warmte/kracht met Stirling-motor

Met elektriciteitsnet en warmtenet,

- Gasmotor met warmtelevering,
- STEG met warmtelevering,
- Gasgestookte warmtepomp met collectieve warmtelevering,
- Elektrisch warmtepomp met collectieve warmtelevering.

Met alleen elektriciteitsnet:

- Individuele elektrische warmtepomp.

Hoewel deze lijst niet uitputtend is, geeft hij wel een beeld van de meest van belang zijnde opties. Er wordt niet ingegaan op mogelijke vervolgkeuzes voor de bewoners die gekoppeld zijn aan deze technologieën, bijvoorbeeld ten aanzien van de keuze van witgoed-apparatuur (zie daarvoor [40]).

Brandstofprijzen

De brandstofprijzen zijn in eerste instantie constant verondersteld tot aan 2020. Dit om duidelijk in kaart te brengen wat het effect is van de technologische vooruitgang. Aan het slot van deze paragraaf wordt het effect van veranderende brandstofprijzen geschetst. De inkoopkosten voor elektriciteit in 1997 zijn gebaseerd op de gemiddelde productiekosten van het centrale park, die van 2020 op de kosten van een nieuwe

STEG (op basis van de huidige aardgasprijs), rekening houdend met een reservefactor voor betrouwbaarheid en transport tot aan de wijk.

De energieprijzen zijn de prijzen zoals die betaald worden aan de rand van de wijk. In deze aanpak hebben de gepresenteerde kosten dus betrekking op de kosten vanaf de rand van de wijk tot aan de warmtevoorziening in de woning. Voor de inkoop van aardgas en elektriciteit zijn dus tarieven gehanteerd, zoals die nu gelden tussen producent/transporteur en het distributiebedrijf. Voor collectieve systemen (zoals warmte/kracht) is voor aardgas zone d verondersteld, voor aardgas dat wordt geleverd aan individuele woningen is zone a minus een marge van 10 cent verondersteld. Collectieve systemen kennen hier dus een prijsvoordeel. Bedacht moet worden dat dit prijsverschil niet op kosten gebaseerd is, en dat het de vraag is of dit verschil in de toekomstige marktsituatie gehandhaafd blijft. De energieprijzen zijn exclusief de regulerende energiebelasting.

Energievraag

De nuttige energievrage is de vraag naar warmte binnen de woning. Dit is dus de hoeveelheid warmte, die geleverd moet worden door de gekozen conversietechnologie. Voor koken op gas is een rendement van 50 procent gehanteerd, voor elektriciteit 60 procent. De nuttige vraag naar ruimteverwarming en warm tapwater in 1997 komen overeen met een woning met een energieprestatie-coëfficiënt van 1,0 (bij warmte-opwekking met HR-combiketel). Hoewel deze EPN pas is aangekondigd voor het jaar 2000, wordt daar in nieuwbouwprojecten gelukkig nu al vaak van uitgegaan. Voor 2020 is verondersteld, dat de warmtevraag per woning nog 25 procent daalt ten opzichte van 1997 en dat de vraag naar warm tapwater gelijk blijft. Dit leidt tot een vraag voor ruimteverwarming van 13,5 GJ per woning, een vraag voor warm tapwater van 10 GJ per woning en een vraag voor koken van 1 GJ per woning.

Kosten van infrastructuur

Ten aanzien van energie-infrastructuren is verondersteld dat de huidige investeringskosten voor een gasinfrastructuur 1400 gulden per woning bedragen, voor een elektriciteitsinfrastructuur 1100 gulden en voor een warmtenet 5200 gulden. Deze getallen zijn gebaseerd op waarden gevonden in de literatuur over gerealiseerde projecten. Voor de toekomst wordt alleen voor het warmtenet een daling van de kosten voorzien, naar 3800 gulden per woning. Belangrijk hierbij is dat op langere termijn lage temperatuur warmtedistributie zal toenemen. Dit kan leiden tot goedkopere leidingen en/of lagere transportverliezen.

In geval van grootschalige warmtelevering vanuit een STEG wordt gerekend met f 2000 per woning extra in 1997 en f 1000 per woning extra in 2020 i.v.m. het primair transportnet.

Kencijfers technologieën

De belangrijkste uitgangspunten ten aanzien van de verschillende technologieën zijn weergegeven in Tabel 11.1.

Tabel 11.1 *Uitgangspunten technologie*

	Investeringskosten per woning		gemiddeld rendement rv en wtw	
	1997	2020	1997	2020
HR-combiketel	2600	2500	82%	93%
Ind. gas-warmtepomp	12000	6000	119%	143%
Stirlingmotor	6000	4000	69%	83%
Gasmotor	2500	3000	52%	47%
STEG	3299	3100	41%	37%
Coll. gas-warmtepomp	6000	4000	155%	165%
Coll. elektr. warmtepomp	6000	3000	390%	450%
Ind. elektr. warmtepomp	12500	6000	235%	350%

De investering voor de gasmotor/STEG in gulden per woning is bepaald door de bedragen per kWe te vermenigvuldigen met het thermisch vermogen per aansluiting, met de gelijktijdigheidsfactor en met de kracht/warmte-verhouding. Voor de warmtepompsystemen met collectieve warmtelevering wordt uitgegaan van lage temperatuur warmte-distributie. Voor de warm tapwatervoorziening in de woning is dan een warmtepompboiler aanwezig. De getallen voor 2020 zijn grotendeels gebaseerd op eigen schattingen. Deze getallen dragen gedeeltelijk het karakter van 'hoe scoort de technologie als deze waarden bereikt worden'.

Geen subsidies

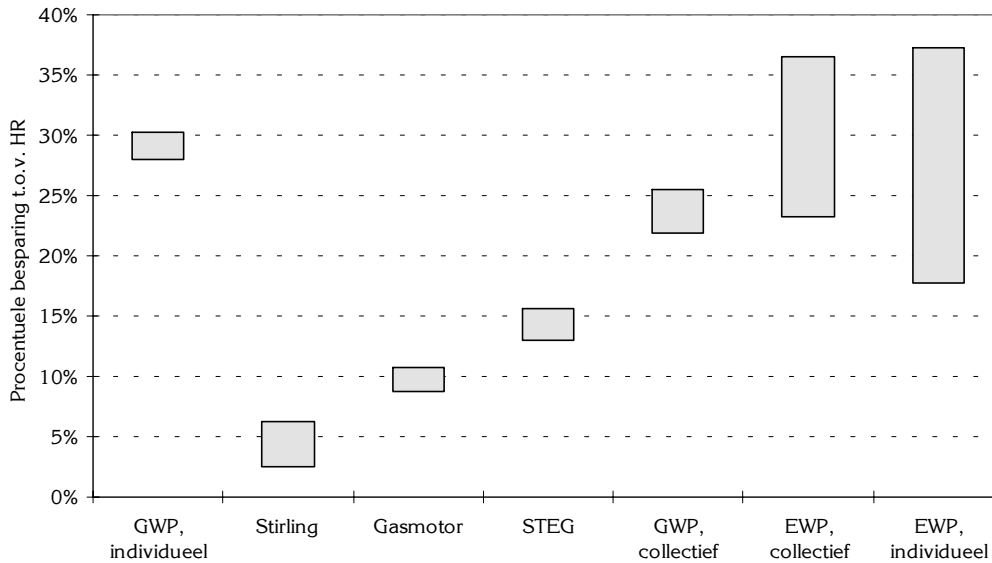
Er is afgezien van stimuleringsmaatregelen zoals subsidies, groen beleggen, speciale energietarieven, etc. om een zo duidelijk mogelijk beeld te krijgen van de kenmerken van de technologieën.

Referentiekeuze elektriciteit

De energiebesparing wordt bij elektriciteit producerende en bij elektriciteit verbruikende opties sterk beïnvloed door het gekozen referentiesysteem voor elektriciteit. In dit kader kunnen elektriciteitsproductie-opties het best worden vergeleken met een moderne centrale op aardgas (STEG) en moet voor de elektriciteitsvraagopties uitgegaan worden van elektriciteit uit het gemiddelde openbare park in Nederland over een genormeerde levensduur.

11.3.2 Energiebesparing

In onderstaande grafiek is aangegeven hoeveel primaire energie de verschillende opties besparen ten opzichte van de HR-combiketel. De blokjes in de grafiek geven de range aan, waarbinnen de besparingen ongeveer liggen. Bij dit overzicht dienen enkele kanttekeningen te worden gemaakt. Ten eerste gaat het hier om gemiddelde waarden, locatiespecifieke omstandigheden kunnen tot andere uitkomsten leiden. Tevens is gemakshalve afgezien van het rekenen met hulpwarmteketsels en andere backup-systemen. Hiermee zouden namelijk zoveel verschillende mogelijke combinaties ontstaan, dat het geheel onoverzichtelijk zou worden. Het is wel belangrijk om te realiseren, dat de uiteindelijke dimensionering nog een grote invloed kan hebben op de daadwerkelijk te bereiken besparingen.



Figuur 11.1 *Besparing op primaire energie van diverse technologieën (1997-2020)*

De blokjes geven de range aan waartussen de besparingen globaal liggen. De range wordt gevormd door de berekende besparingen voor 1997 en 2020. Voor de meeste opties is het de verwachting dat de besparing ten opzichte van de HR-ketel in de loop van de tijd zal toenemen. Dit is niet noodzakelijkerwijs zo, omdat ook voor de rendementen van de HR-ketel nog verbeteringen worden voorzien. Vooral de technieken die nu nog vrijwel niet worden toegepast, zoals de elektrische warmtepomp, kennen relatief grote mogelijkheden voor verbeteringen. Bij deze technieken is het echter ook het meest onzeker of deze verbeteringen daadwerkelijk kunnen worden bereikt.

Stirlingmotor

Voor de Stirlingmotor geldt dat bij de huidige rendementen vrijwel niets bespaard wordt ten opzichte van de HR-ketel. Het potentieel voor besparing op de langere termijn ligt echter op zo'n 10 procent. Door het relatief lage elektrische rendement zullen veel hogere besparingen nauwelijks haalbaar zijn. Wellicht dat brandstofcellen voor micro-warmte/kracht op langere termijn een alternatief zijn om hogere besparingen te bereiken.

Warmte/kracht

De warmte/kracht-opties (gasmotor en STEG) kennen een besparing van 10-15 procent, waarbij een stijging wordt voorzien tot zo'n 18 procent. De STEG levert door het hogere elektrische rendement (bij een vrijwel gelijk totaal rendement) een hogere besparing dan de gasmotor. Bij deze opties is het voordeel dat, naast energiebesparing bij de warmtevoorziening, tegelijkertijd relatief schone elektriciteit wordt opgewekt. Ook bij deze opties is dimensionering belangrijk. Hoe meer warmte namelijk door de hulpketels geleverd wordt, des te lager de besparingen. Buffers voor warmteopslag zijn in dit kader een aantrekkelijke optie om het aandeel van de warmte/kracht-installatie in de productie te vergroten. Tevens is het bij een STEG belangrijk, dat de warmteproductiecapaciteit goed benut wordt. Door de schaalgrootte blijkt in de prak-

tijk dat tijdens de bouwfase van een nieuwe lokatie hulpwarmteketels worden gebruikt. Zolang nog niet alle woningen warmte vragen hoeft de transportleiding dan nog niet te worden aangelegd. Zo kan het jaren duren voordat de warmtecapaciteit van een STEG goed benut wordt en de hier geschetste besparingen worden bereikt.

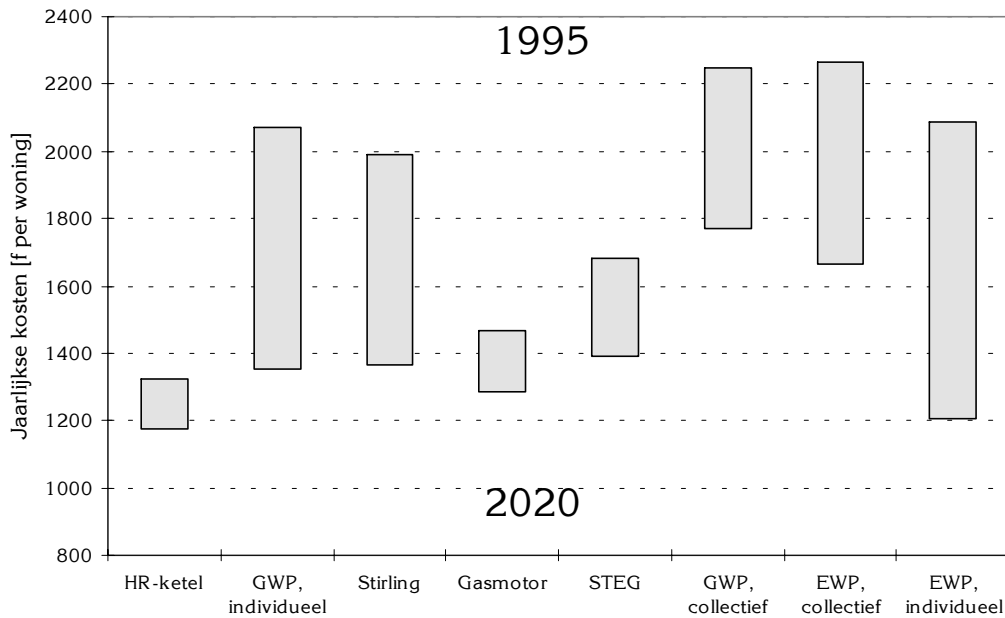
Warmtepompen

De besparing van de verschillende warmtepomptypes ligt bij de huidige karakteristieken zo tussen de 10 en 25 procent. Hierbij dient wel vermeld te worden, dat een gedeelte van deze technieken zich nog in de demonstratiefase bevindt. De besparingen lijken toe te kunnen nemen tot zo'n 30 à 45 procent. Dit wordt voornamelijk bereikt door verbeteringen van de COP van de warmtepompen. Voor de elektrische warmtepompen ontstaat er ook een lichte verbetering door de toename van het parkrendement.

De individuele elektrische warmtepomp lijkt de grootste besparing op primaire energie te kunnen halen. Het verschil met de gasgestookte warmtepomp voor individuele woningen is echter beperkt. Voor de collectieve systemen gaan de warmteverliezen een steeds belangrijker rol spelen. Dit vanwege het feit, dat de afnemende warmtevraag in de woning niet leidt tot een daling van de absolute warmteverliezen, zolang het net continu op temperatuur wordt gehouden. Het net zal gedurende een gedeelte van het jaar wellicht 'uitgezet' moeten worden om de hoge energiebesparing te bereiken. Dit vraagt dan wel om een individuele warmtapwatervoorziening.

11.3.3 Kosten

Naast de energie- en milieuprestaties van de technologieën zijn vooral de kostenprestaties belangrijk voor de potentiële inpassing van de verschillende technologieën. In zijn de systeemkosten voor de verschillende opties gepresenteerd. Het gaat hierbij om de kosten van zowel de infrastructuur als van de gebruikte technologie voor warm tapwater en ruimteverwarming. Tevens zijn hierin opgenomen de kosten van de energiedragers aan de rand van de wijk. Voor de uitgangspunten wordt verwezen naar paragraaf 9.3.1. De kosten zijn uitgedrukt als de gemiddelde kosten per woning per jaar. Er is gerekend met een reële rente van 5 procent, de gehanteerde afschrijvingstermijn voor de infrastructuur bedraagt 25 jaar, voor installaties 15 jaar.



Figuur 11.2 *Jaarlijkse kosten per woning*

Op dit moment is de HR-ketel gemiddeld gesproken de goedkoopste optie bij woningen met een EPN van 1,0. De kosten van de gasmotor en de STEG liggen iets hoger. De andere technologieën zijn op dit moment nog duidelijk duurder of zijn nog amper beschikbaar voor grootschalige implementatie. Naar de toekomst toe blijft de HR-ketel een financieel aantrekkelijke optie. Een aantal van de andere technologieën krijgt dan echter vergelijkbare kosten. Alleen de collectieve warmtepompen met warmtedistributie blijven duidelijk duurder. Kennelijk wegen de schaalvoordelen van collectieve warmtepompen ten opzichte van de individuele niet op tegen de hogere kosten van de infrastructuur. Hierbij dient wel bedacht te worden, dat hoe hoger de spreiding van de kostendaling, des te groter ook de onzekerheid of dit daadwerkelijk gerealiseerd wordt.

11.4 Gevoeligheid voor prijzen en extra vraagreductie

Naast technologieontwikkeling zijn ook omgevingsfactoren, zoals beleid en marktontwikkelingen bepalend voor de vergelijking van energie- en kostenprestaties van technologieën. Die omgevingsfactoren zouden bijvoorbeeld kunnen zorgen voor een bepaalde energieprijzontwikkeling of additionele besparingen op de warmtevraag van een woning. In deze subparagraaf wordt het effect daarvan op energie- en kostenprestaties geïnventariseerd.

Hogere prijzen

Figuur 11.2 in de vorige paragraaf geldt bij een constante gasprijs zoals is aangegeven in de uitgangspunten in Tabel 11.1. Om de gevoeligheid voor hogere energieprijzen in 2020 na te gaan, is ook gerekend met de prijzen uit het GC-scenario, wat betekent dat

aan de rand van de wijk een aardgasinkoopprijs van 54 cent/m³ voor individuele en 26 cent/m³ voor collectieve systemen wordt betaald en een elektriciteitsinkoopprijs van 9 cent/kWh. Dan blijkt dat een verhoging van de aardgasprijs met 15 procent leidt tot maximale toename van de jaarlijkse kosten per woning van nog geen f 100, een toename van 5 à 10 procent van de kosten t.o.v. de berekening met constante prijzen. Door de lage warmtevraag per woning zijn vooral de vaste investeringskosten van installaties en infrastructuur belangrijk.

Zonneboiler

Het effect van additionele besparingsmaatregelen die de warmtevraag verder beperken, is geïnventariseerd door berekeningen uit te voeren waarbij een zonneboiler wordt toegepast. Op zich behoren natuurlijk ook naïsolatie, warmteterugwinning of in het algemeen een nog verdere aanscherping van de EPN tot de additionele besparingsmogelijkheden. Maar toepassing van een zonneboiler lijkt, gezien het grote aandeel warmtapwatervraag, het meest voor de hand liggende voorbeeld. Andere additionele besparingsmaatregelen hebben in principe hetzelfde effect. In vergelijking met de in dit hoofdstuk besproken technologieën blijkt de zonneboiler zowel wat betreft de besparingen als de kosten een gemiddelde positie in te nemen.

Ook kan gekeken worden naar het effect van het toepassen van de zonneboiler *in combinatie* met de verschillende technologieën. Dan blijkt dat de toepassing van een zonneboiler in combinatie met de HR-combiketel de meeste besparing oplevert (5,1 GJ per jaar), ongeveer twee keer zo veel als in combinatie met een warmtepomp of de gasmotor. Toepassing van een zonneboiler bij warmtelevering vanuit een STEG levert vrijwel geen besparing. Dit komt doordat bij een STEG door het hoge elektrische rendement de warmte weinig energie kost en de warmteverliezen in het distributienet absoluut gezien hetzelfde blijven.

11.5 Conclusies

Wel energiebesparing, maar hogere kosten

Uit de voorgaande inventarisatie blijkt dat met nieuwe conversietechnologieën wel energiebesparing bereikt kan worden, maar dat de kosten per woning vaak hoger zijn. Een stirlingmotor voor micro warmte/kracht bespaart te weinig om de meerkosten te compenseren en lijkt in de nieuwbouw geen serieuze rol te gaan spelen. De bestaande woningbouw, met een hogere warmtevraag, lijkt een kansrijkere markt. Warmte/kracht opties zoals de gasmotor en STEG met warmtedistributie besparen minder dan warmtepompen. Vooral warmtevoorziening met een STEG blijft gemiddeld gesproken duurder dan de referentietechniek door de hoge investeringen die nodig zijn voor de infrastructuur. De collectieve warmtepompen zijn te duur voor grootschalige toepassing in de nieuwbouw, het schaalvoordeel weegt niet op tegen de hoge kosten van een warmtedistributienet. Wellicht dat nog wel een rol is weggelegd zodra bij bestaande warmtenetten de warmtebron vervangen dient te worden. De individuele elektrische warmtepomp daarentegen heeft een groot besparingspotentieel en de jaarlijkse kosten worden verwacht in 2020 bijna gelijk te zijn aan die van de HR-combiketel, mede doordat een gasnet kan worden uitgespaard.

Elektrische warmtepomp meest kansrijk

In 2020 lijkt de elektrische warmtepomp dus een goed alternatief te worden voor de HR-ketel. Hiervoor zijn echter wel significante verbeteringen nodig, zowel op het gebied van de kosten als bij de rendementen. Of en wanneer deze verbeteringen daadwerkelijk bereikt worden, is essentieel voor de mogelijke rol van de warmtepomp in de energievoorziening van 2020 en de jaren daarna. Zolang dit niet het geval is zal zonder expliciet beleid de beslissing over energie-infrastructuur in nieuwbouwwijken toch vaak ten gunste van de HR-ketel uitvallen.

Tariefstructuren van belang

Bij de kostenberekening is het belangrijk te realiseren, dat ook deze al gedeeltelijk wordt beïnvloed door de tariefstructuren. Zo verschilt in de huidige tariefstructuur de waarde van aardgas, afhankelijk van waarvoor het gebruikt wordt. Gas voor warmte/kracht of voor grootschalige elektriciteitsopwekking is goedkoper dan gas dat uiteindelijk bestemd is voor levering aan woningen. Als dit verschil onder druk van liberalisering kleiner zou worden, worden de opties met individuele gaslevering goedkoper. M.a.w. het feit dat de elektrische warmtepomp in 2020 vrijwel even duur is als de HR-ketel wordt gedeeltelijk veroorzaakt door het feit, dat voor het ingezette gas in de elektriciteitscentrale een lagere prijs geldt.

Effect brandstofprijzen steeds kleiner

De gevoeligheid van technologieën voor brandstofprijswijzigingen wordt in de toekomst steeds kleiner. De voortgaande besparing zorgt ervoor, dat het aandeel van de investeringskosten in de totale kosten van de warmtevoorziening groeit. Mutaties in de brandstofprijzen van 15 tot 20 procent leiden tot stijgingen in de totale kosten van minder dan de helft hiervan.

HR-ketel vast in het zadel

Concluderend kan gesteld worden dat de positie van de conventionele infrastructuur zeer sterk is en voorlopig ook sterk blijft. Als eenmaal daarvoor gekozen is, is het gezien de levensduur van de distributienetten niet waarschijnlijk dat bij vervanging van de ketel na 15 jaar alsnog voor een alternatief wordt gekozen. Het is dus belangrijk te realiseren dat bij de infrastructurele keuzes van nu ook rekening moet worden gehouden met de toekomstige mogelijkheden van nieuwe conversietechnologieën. Een energiedistributiebedrijf dat moet opereren in een vrije markt zal echter niet snel geneigd zijn dit risico nemen. Hiermee wordt duidelijk dat enerzijds veel technologische ontwikkeling en anderzijds intensief beleid nodig zullen zijn om de in dit hoofdstuk geschetste besparingsmogelijkheden daadwerkelijk te benutten.

REFERENTIES

- [1] P.G.M. Boonekamp, et. al.: *Nationale Energie Verkenningen 1990-2015*. ECN-C-92-017, Petten, ECN, juni 1992.
- [2] J.J.C. Bruggink, et. al.: *Nationale Energie Verkenningen 1987*. ESC-42, Petten, ECN, september 1987.
- [3] Achtergronddocument NEV, intern rapport, ECN, 1998.
- [4] Centraal Plan Bureau (met medewerking van AVV, ECN en RIVM): *Economie en fysieke omgeving; Beleidsopgaven en oplossingsrichtingen 1995-2020*. Den Haag, SDU, juli 1997.
- [5] Ministerie van Economische Zaken: *Derde energienota*. Tweede Kamer, vergaderjaar 1995-1996, 24525, nrs. 1-2.
- [6] H.D. Samson. Tjeenk Willink bv: *Nationale Milieuverkenning 4 1997-2020*. Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM), ISBN 90 4220 136 3, Alphen aan den Rijn, 1997.
- [7] O. van Hilten, et. al.: *De ECN-bijdrage aan de derde energienota: Uitgebreide beschrijving energieschetsen 2020*. ECN-C--96-014, Petten, ECN, maart 1996.
- [8] N.V. Nederlandse Gasunie: *Marktverkenningen lange termijn: Hoofdlijnen Plan van Gasafzet 1997*. Groningen, Gasunie, april 1997.
- [9] Ministerie van Economische Zaken, Rijks Geologische Dienst: *Staatstoezicht op de Mijnen, Olie en gas in Nederland: Opsporing en winning 1996*. ISSN 0925-7993, Den Haag, Ministerie van Economische Zaken, mei 1997.
- [10] Centraal Planbureau: *Vergroening en energie*. Werkdocument no. 96, juni 1997.
- [11] P.G.M. Boonekamp: *Het SAVE-model; de modellering van energieverbruiksontwikkelingen*. ECN-C--94-076, Petten, december 1994.
- [12] P.G.M. Boonekamp: *SAVE-module Huishoudens; de modellering van energie verbruiksontwikkelingen*. ECN-I-94-045, Petten, januari 1995.
- [13] M. Beeldman, et al.: *SAVE-module Utiliteitsbouw, de modellering van energieverbruiksontwikkelingen*. ECN-I-94-044, Petten, januari 1995.
- [14] A.W.N. van Dril, et al.: *SAVE-module Productiebedrijven, de modellering van energieverbruiksontwikkelingen*. ECN-I-94-043, Petten, januari 1995.
- [15] J. de Beer, M. van Wees, E. Worrell, K. Blok: *ICARUS-3; the potential for energy efficiency improvement in the Netherlands up to 2000 and 2015*. Vakgroep NW&S, Universiteit Utrecht, oktober 1994.
- [16] J.R. Ybema, et. al.: *Beleidsinstrumenten en realisatie 10% reductie van CO₂-uitstoot in 2010*. ECN-C--97-013, Petten, februari 1997.
- [17] Directorate General for Energy (DG XVII): *1996 - Annual energy review, Energy in Europe*, september 1996.
- [18] P. Capros, et al.: *Energy scenarios 2020 for European Union*. Report to European Union, Volume 1, results for European Union, oktober 1995.
- [19] J.R. Ybema, S. Bos, M. Menkveld en D. Gielen: *Flexibiliteit in de energievoorziening voor toekomstig CO₂-beleid*. ECN-C-98-003, Petten, januari 1998.
- [20] J.R. Ybema, P. Lako, I. Kok, E. Schol, D.J. Gielen and T. Kram: *Scenarios for Western Europe on long term abatement of CO₂ emissions*. ECN-C--97-051, Petten, december 1997.

- [21] ETSU: *Synergies between European and national strategies for energy RTD, Topic III The effect of market factors on Energy R&D*. Draft, 1997.
- [22] P.G.M. Boonekamp: *Monitoring energiegebruik en beleid; Nationale analyse 1982-1996*. ECN, nog te verschijnen.
- [23] Ministerie van Economische Zaken: *Regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet)*, 1997.
- [24] *Gasstromen*, discussienotitie van het Ministerie van Economische Zaken, december 1997.
- [25] *Regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 19)*. Advies Raad van State en nader Rapport, Tweede Kamer, vergaderjaar 1997-1998, 25 621, A.
- [26] R.F.T. Aalbers: *De prijs van elektriciteit op de vrije markt*. Economisch Statistische Berichten, 26 november 1997, blz. 902-905.
- [27] A.E.H. Huygen en J.J.M. Theeuwes: *Elektriciteit wordt duur betaald*. Economisch Statistische Berichten, 29 januari 1997, blz. 84-88.
- [28] Tweede Kamer der Staten-Generaal: *Structuurverandering Elektriciteitssector*. Vergaderjaar 1996-1997, 25 097, nr. 17.
- [29] Monopolies and Merger Commission: *Gas and British Gas plc*. Cmd 2314-17, HMSO, 1993.
- [30] Oil & Gas Journal, *FERC Order 636 spawns flurry of U.S. gas storage projects*, 25 oktober 1993.
- [31] D. de Jager: *Hernieuwbare energie in 2020, 10% of 7,5%?* Energie- & Milieuspectrum, nr. 8, augustus 1997, blz. 22-25.
- [32] G. Loois en J. A. Verschelling: *Marktintroductieplan Autonome PV systemen in Nederland*, Ecofys, 1996.
- [33] F.G.P. Corten en G.C. Bergsma: *Het potentieel van PV op daken en gevels in Nederland*. CE, 1995.
- [34] C. Bakker, J.P. Coelingh, L.A.G. Arkestijn: *Windenergie offshore: Watt anders - een haalbaarheidsstudie naar 10.000 MW offshore windenergie in de Noordzee*. E-Connection, 1997.
- [35] *Actieprogramma Duurzame Energie 1997-2000*, Tweede Kamer, vergaderjaar 1996-1997, 25276, nr.1, 1997.
- [36] P. Lako, D.J. Gielen: *European Biomass Scenarios and the Need for Import of Biomass*. ECN-R--97-009, Petten, mei 1997.
- [37] *Kostprijs biomassa lager dan van wind*. Duurzame Energie 6/95, blz. 12-13.
- [38] Nota Milieu en Economie: *Op weg naar een duurzame economie*. Uitgave Ministerie VROM, Den Haag, juni 1997.
- [39] A.W.N. van Dril: *MJA's: Operatie succesvol, maar de patiënt is nog niet beter*. Energie en Milieuspectrum nr. 6/7 1997.
- [40] M. Menkveld, M. Beeldman: *Substitutie van elektriciteit bij wasmachines en drogers; energetische en kostentechnische beschouwing*. ECN-I--97-041, Petten, november 1997.