

ENKELE KORTE ANALYSES VOOR HET
ENERGIERAPPORT 2002

J.R. Ybema
W.G. van Arkel
P. Lako
M.A. Uyterlinde

Verantwoording

Ten behoeve van het Energierapport 2002 zijn door de unit ECN Beleidsstudies een aantal korte analyses uitgevoerd. Daarin zijn antwoorden gegeven op gericht vragen van het Ministerie van Economische Zaken. In dit rapport zijn deze analyses gebundeld. Dit project is uitgevoerd onder nummer 7.7468.

Abstract

This report contains four short analyses that were requested by the Dutch Ministry of Economic Affairs. These analyses were performed to answer a diverse set of specific questions in support of the Energy Report 2002, a strategy document for Dutch energy policy that was released in February 2002. The presented analyses cover answers for the following four questions:

1. How does the recent rate of energy efficiency improvement compare to other countries in Western Europe?
2. What is the cost for the Netherlands if additional CO₂ emission reduction in 2010 would be required? What are the contributions of the different options (energy savings, renewable energy) and the different sectors to emission reduction?
3. What are new insights with respect to fossil fuel reserves?
4. How was the own fuel supply situation in 1960 and 1970 in the Netherlands and Western Europe and how does it compare to the current situation.

INHOUD

1.	INLEIDING	5
2.	RECENTE ENERGIE EFFICIËNTIEVERBETERINGEN IN NEDERLAND EN OMRINGENDE LANDEN	6
2.1	Inleiding	6
2.2	Ontwikkeling op macro niveau	6
2.3	Ontwikkelingen in de belangrijkste sectoren	8
2.3.1	Industrie	8
2.3.2	Huishoudens	9
2.3.3	Transportsector	11
2.4	Samenvatting	13
3.	KOSTENEFFECTIEVE INVULLING VAN EVENTUEEL BELEIDSTEKORT CO ₂ -REDUCTIE	15
3.1	Doelstelling voor broeikasgassen	15
3.2	Emissies conform referentieraming en binnenlands beleidsdoel	15
3.3	Vertaling van beleidstekort naar emissiereductie en kosten	16
3.4	Variant met extra emissiereductie in het buitenland	18
4.	WERELDWIJDE VOORRADEN OLIE, GAS EN KOLEN	19
4.1	Olievoorraden	19
4.2	Aardgasvoorraden	21
4.3	Kolenvoorraden	23
4.4	Overzicht van voorraden olie, aardgas en kolen	23
5.	GRAAD VAN ENERGIEZELFVOORZIENING: NEDERLAND VERSUS EU15	27
	REFERENTIES	29

1. INLEIDING

Eind februari 2002 heeft het Ministerie van Economische Zaken het Energierapport 2002 uitgebracht. Het Energierapport is in het leven geroepen om periodiek te discussiëren over de hoofdlijnen van het te voeren energiebeleid. Het Energierapport 2002 gaat in op zaken als voorzieningszekerheid, ervaringen met liberalisering van energiemarkten tot nu toe en de consequenties die daar uit kunnen worden getrokken en de inspanningen op het terrein van energiebesparing en duurzame energie welke mede ten doel hebben om de uitstoot van CO₂ terug te dringen.

Tijdens het opstellen van het Energierapport 2002 hebben beleidsambtenaren van het Ministerie van Economische Zaken meerdere vragen gesteld aan onderzoeksbureaus. Zo is het ECN onder andere ingeschakeld bij het maken van de Referentieraming Energie en CO₂¹ waarin een zo plausibel mogelijke inschatting is gegeven van de ontwikkelingen in de energievoorziening tot 2010 en de consequenties hiervan voor de toekomstige uitstoot van CO₂. Tevens heeft ECN een analyse gemaakt van de trends in energiebesparing in de periode 1990-2000 en de 'subsidie-effectiviteit' van overheidsuitgaven op dit gebied².

In aanvulling op bovengenoemde meer omvangrijke vraagstellingen is een aantal vragen welke meer afgeperkt zijn c.q. waarbij op het moment van de vraagstelling aan ECN is verzocht een 'snel' en 'kort' antwoord te genereren. De antwoorden op de 'snelle' vragen komen in de in dit rapport beschreven analyses aan de orde. Daarbij gaat het om de volgende vragen:

1. Hoe verhoudt Nederland zich aangaande de efficiëntieverbetering over de afgelopen jaren tot andere landen om ons? (zie Hoofdstuk 2)
2. Wat zijn de meerkosten voor Nederland in 2010 als zo kosteneffectief mogelijk eventueel extra CO₂-emissiereductie gerealiseerd zou moeten worden? Via welke opties (energiebesparing, duurzame energie, schoon fossiel) en bij welke sectoren vindt dan de vermindering van de CO₂-uitstoot plaats? (zie Hoofdstuk 3)
3. Wat zijn recente inzichten omtrent de voorraden van energiedragers? Welke literatuurbronnen zijn het meest gezaghebbend en waar kan dus het beste in het Energierapport naar worden verwezen? (zie Hoofdstuk 4)
4. Hoe was het rond 1960 en rond 1970 gesteld met de energie-zelfvoorzienendheid van Nederland en West Europa? (zie Hoofdstuk 5)

¹ ECN/RIVM, Referentieraming Energie en CO₂ 2001-2010, ECN-C-02-010, Petten.

² Boonekamp et al. Besparingstrends 1990-2000 – besparing, instrumenten en effectiviteit, ECN-C-02-015, Petten.

2. RECENTE ENERGIE EFFICIËNTIEVERBETERINGEN IN NEDERLAND EN OMRINGENDE LANDEN

2.1 Inleiding

In het Energierapport 2002 wil het Ministerie van Economische Zaken niet alleen aangeven hoe de energiebesparing zich heeft ontwikkeld in Nederland, maar ook melden hoe Nederland zich verhoudt tot landen om ons heen. De vraag is of de efficiencyontwikkeling zoals we die zien in Nederland overeenkomt met de ontwikkeling in andere Europese landen.

Dit hoofdstuk poogt een eerste antwoord op deze vraag te geven, gebaseerd op de energie-indicatoren die in het ODYSSEE project zijn ontwikkeld (Bosseboeuf, 2000). In dit, gedeeltelijk door de EU gefinancierde project worden op een consistente manier gegevens verzameld voor alle EU landen, op basis waarvan indicatoren berekend worden. Het grote voordeel van deze benadering is dus dat er vergelijkbare gegevens beschikbaar zijn. Consequentie is wel dat de gegevens voor Nederland *niet* consistent zijn met wat er door ECN in het project 'Besparingstrends 1990-2000' conform het Protocol Energiebesparing is berekend (Boonekamp, 2002).

Vanwege beperkte beschikbare tijd is voor een pragmatische aanpak gekozen. Een vergelijking is gemaakt van de ontwikkeling van een indicator op macro niveau (finale, klimaatgecorrigeerde intensiteit) voor Nederland met die van de ons omringende landen: België Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk. De geconstateerde trends zijn verder onderbouwd door voor de sectoren industrie, huishoudens en transport te kijken naar het verloop van een belangrijke indicator. Benadrukt moet worden, dat op basis van deze pragmatische aanpak en het beperkte aantal gegevens geen harde conclusies getrokken mogen worden. Het is namelijk niet mogelijk om te zeggen in hoeverre een efficiencyverbetering echt toe te schrijven is aan energiebesparing, of (gedeeltelijk) het gevolg is van structureffecten.

In dit hoofdstuk valt de focus op de *trends* in het verloop van de indicatoren, die informatie geven over de ontwikkeling van het energieverbruik en energiebesparing. Het *niveau* van de indicatoren in de verschillende landen wordt bepaald door structurele factoren, uiteenlopend van klimaatverschillen tot de structuur van de industrie, of de kwaliteit van de bouwvoorraad. Hoewel alle landen aldus hun eigen situatie en beperkingen hebben, gaat het in dit hoofdstuk vooral om de ontwikkeling van de energie-efficiënte vanuit deze startpunten.

Daarnaast concentreren we ons op de finale vraag, en laten daarmee datgene wat plaatsvindt in de transformatiesector buiten beschouwing. Dit impliceert dat de besparende bijdrage van WKK onderschat wordt, omdat in de ODYSSEE methodologie de brandstofinput voor de opgewekte elektriciteit in de transformatiesector geplaatst wordt.

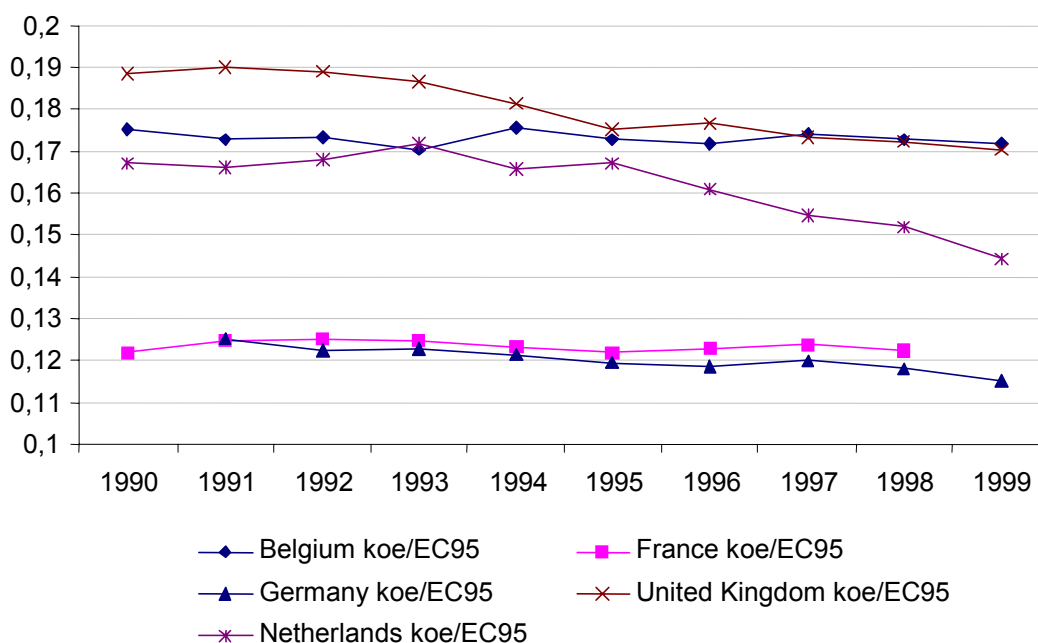
2.2 Ontwikkeling op macro niveau

De finale³ energie intensiteit met klimaatcorrectie is een maat voor de 'energieproductiviteit', de hoeveelheid energie die er nodig is voor productie van een eenheid BBP. Uit Figuur 2.1 blijkt

³ De definitie van finaal verbruik in ODYSSEE wijkt af van wat in Nederland gebruikelijk is. Het komt er in principe op neer dat warmte uit WKK niet als finaal verbruik wordt beschouwd. Een deel van de brandstof voor WKK wordt gezien als brandstof voor het produceren van warmte en opgeteld bij het finaal verbruik van de betreffende brandstof.

dat Nederland de snelste daler is met 14%, vooral in de periode na 1995⁴. Ook Duitsland en het Verenigd Koninkrijk laten een forse daling zien, België en Frankrijk daarentegen nauwelijks. Het is echter belangrijk om hierbij te vermelden dat deze daling vooral veroorzaakt wordt door de sterke stijging van het Nederlandse BBP. Wanneer de ontwikkeling in het BBP en de finale energievraag apart bekeken worden, zoals in Tabel 2.1, ontstaat een ander beeld. Nu blijkt Duitsland er als enige in geslaagd te zijn de ontwikkeling van BBP en energievraag te ‘ontkoppelen’, met andere woorden een stabilisatie van de energievraag te bereiken bij voortgaande economische groei. Dit valt grotendeels te verklaren uit de herstructurering van de industrie na de Duitse eenwording. In de andere beschouwde landen, inclusief Nederland, groeit de energievraag met 10-17%. Hierbij kan wel opgemerkt worden dat Nederland de hoogste economische groei heeft gehad, en dat er dus een grotere ont koppeling heeft plaatsgevonden dan in de andere landen. Dit is consistent met de vaak gemaakte veronderstelling, dat hoge economische groei leidt tot een hoger vervangingstempo, en daardoor autonome energiebesparing.

Vanwege de afwijkende toerekening van WKK (zie voetnoot), is het besparende effect van WKK maar beperkt terug te vinden in de finale energievraag. Het gedeelte van de brandstofinput wat gebruikt wordt voor elektriciteitsopwekking, is in ODYSSEE toegerekend aan de transformatiesector, en geen onderdeel van de finale vraag. Aangezien de penetratie van WKK in Nederland meer dan het dubbele is van die in de omringende landen, kan een bijdrage aan de efficiencyverbetering verwacht worden. Binnen de beperkte tijd, beschikbaar voor dit hoofdstuk, is het niet mogelijk om meer aandacht te besteden aan de transformatiesector, en het primaire energieverbruik.



Figuur 2.1 *Finale energie intensiteit met klimaatcorrectie [koe/ECU1995]*

⁴ De periode 1990-1998 vertoont een daling van 9%; het zal nog moeten blijken of de sterke daling in 1999 structureel was of eenmalig.

Tabel 2.1 *Ontwikkeling van BBP, finale energievraag en finale energie-intensiteit in de periode 1990-1999 [gemiddelde jaarlijkse groei]*

	BBP [%]	Finale energievraag [%]	Finale energie-intensiteit (klimaatgecorrigeerd) [%]
België	2.0	1.8	-0.2
Frankrijk	1.6	1.6	0.0
Duitsland (1991-1999)	1.2	-0.2	-1.0
Verenigd Koninkrijk	2.1	1.1	-1.0
Nederland	3.3	1.6	-1.6

Een andere factor in de interpretatie van de finale intensiteit, is de rol van verschuivingen in de sectorstructuur. Groei van een weinig energie-intensieve sector kan een besparend effect hebben. Het omgekeerde kan uiteraard ook voorkomen. De indicator met constante sectorstructuur filtert dit effect uit. Stel dat de onderlinge verhouding tussen de sectoren gelijk zou blijven aan die in 1990, dan zien we voor Nederland een wat kleinere daling van de finale energie intensiteit, namelijk met 7% in plaats van 9% (tot 1998). De structuur van de Nederlandse economie is dus wat minder energie intensief geworden. Voor de andere landen geldt een zelfde constatering. Waarschijnlijk is dit in alle landen toe te schrijven aan een relatieve groei van de dienstensector. In Nederland is de dienstensector relatief het hardst gegroeid, terwijl in Duitsland de toegevoegde waarde van de industrie gekrompen is met gemiddeld 0,5% per jaar.

Tenslotte zou er een substitutie in het brandstofpakket per land plaatsgevonden kunnen hebben (b.v. meer gas in plaats van kolen) en aldus kunnen hebben bijdragen aan lagere intensiteit. Dit is in het bestek van dit hoofdstuk niet onderzocht.

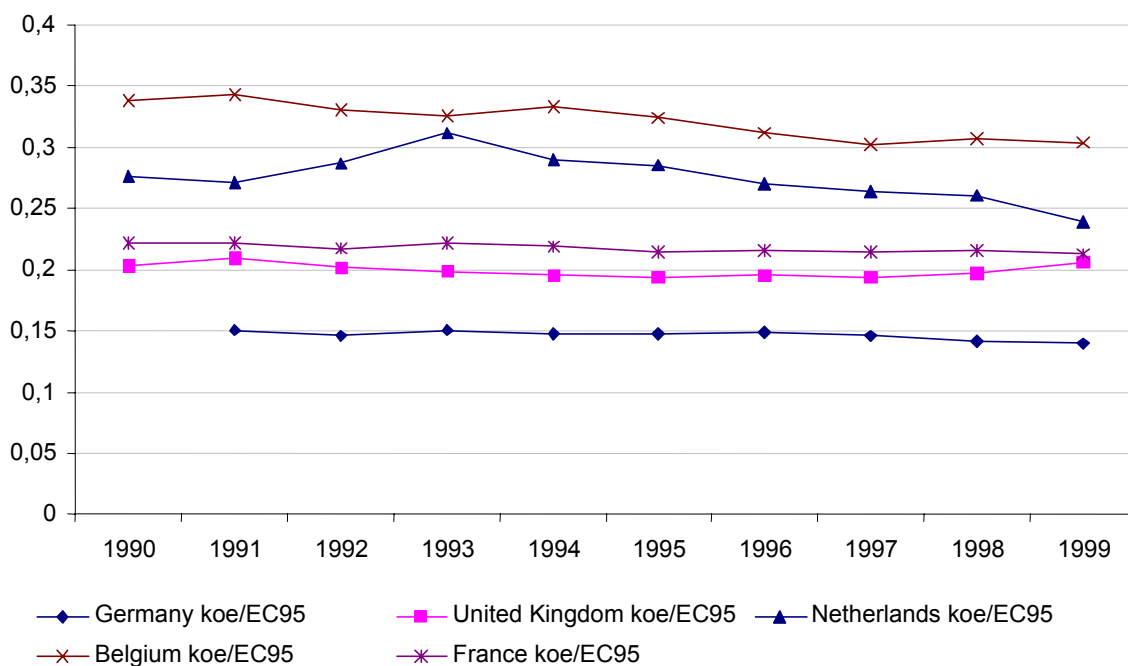
2.3 Ontwikkelingen in de belangrijkste sectoren

2.3.1 Industrie

De sector industrie is hier gedefinieerd conform de definities die het CBS bij de NEH gebruikt, en het protocol Energiebesparing. In alle beschouwde landen hebben de meest energie-intensieve branches – chemie, basismetaal en bouwmaterialen – een vergelijkbaar aandeel in de toegevoegde waarde, van 24% (Nederland) tot 31% (Frankrijk). In Duitsland is het aandeel van deze branches relatief iets toegenomen van 21% in 1991 naar 25% in 1999, waarschijnlijk vanwege de krimp in andere sectoren.

Figuur 2.2 presenteert de finale energie intensiteit, die hier is berekend door het energieverbruik te relateren aan de toegevoegde waarde van de sector. Opnieuw is Nederland de snelste daler met 13%, ofwel gemiddeld 1,6% per jaar⁵. Ook België en Duitsland laten een daling van ruim 1% per jaar zien. In het Verenigd Koninkrijk is de energie-intensiteit in recente jaren licht gestegen.

⁵ De piek in 1993 wordt verklaard door een lage toegevoegde waarde in dat jaar.



Figuur 2.2 *Finale energie-intensiteit voor de industrie*

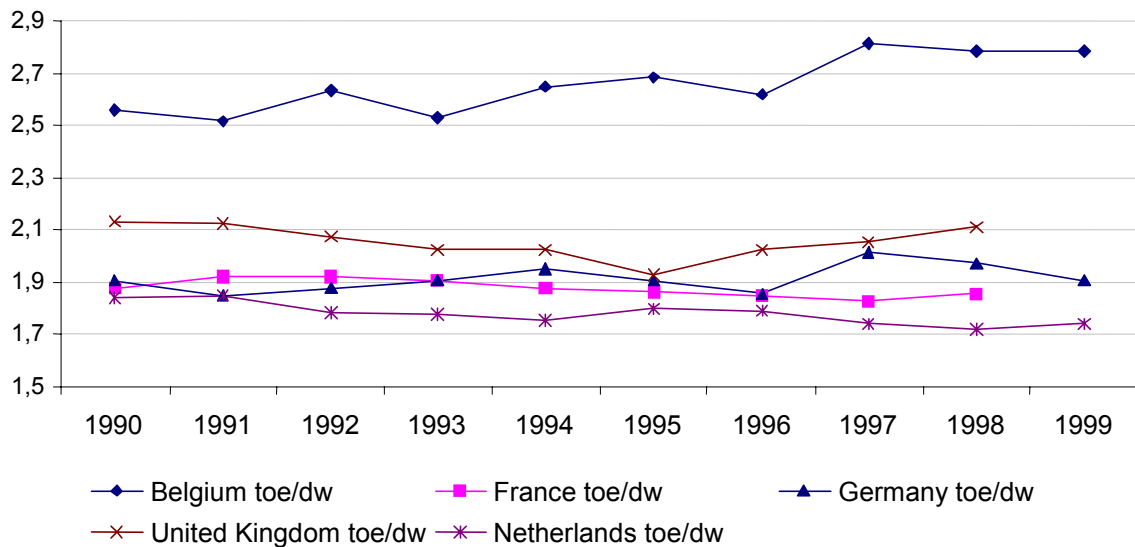
Tabel 2.2 laat zien dat voor Nederland de eventuele verschuiving in sectorstructuur nauwelijks invloed heeft gehad op de ontwikkeling van de energie intensiteit. Voor België daarentegen, blijkt de daling in de finale energie intensiteit volledig veroorzaakt te zijn door een besparende verandering in structuur van de sector. Iets dergelijks geldt in mindere mate ook voor het Verenigd Koninkrijk.

Tabel 2.2 *Vergelijking gemiddelde jaarlijkse groei van de finale energie intensiteit realisatie, en met de sectorstructuur van 1990; periode 1990-1999*

	Realisatie [%]	Bij constante sectorstructuur [%]
Duitsland (1991-1999)	-1.0	-1.3
Verenigd Koninkrijk	0.1	0.7
Nederland	-1.6	-1.5
België (1990-1997)	-1.1	0.4
Frankrijk (1990-1998)	-0.4	-0.3

2.3.2 Huishoudens

Voor de sector huishoudens zijn twee indicatoren bekeken. De eerste relateert het totale energieverbruik aan het aantal woningen, de tweede relateert het elektriciteitsverbruik aan het aantal woningen.



Figuur 2.3 *Totaal energieverbruik per woning; klimaatgecorrigeerd [toe/woning]*

Figuur 2.3 presenteert het totaalverbruik per woning, dus inclusief elektriciteit. De klimaatcorrectie is enkelvoudig, dat wil zeggen alleen gecorrigeerd naar het gemiddelde van het land zelf. Nederland laat een voorzichtig dalende trend zien met gemiddeld 0,5% per jaar. Andere landen laten, ondanks de klimaatcorrectie, grote schommelingen in het jaarlijks verbruik zien, die beschouwd moeten worden als statistische ruis. De snelle stijging in België is onwaarschijnlijk. Bedacht moet worden dat gegevens voor huishoudens vaak gebaseerd zijn op enquêtes, zoals de BAK en BEK in Nederland. Gezien de relatief grote statistische onzekerheid is het lastig om 'harde' besparingscijfers te koppelen aan de relatief beperkte afname per woning.

Er zijn twee belangrijke factoren voor de ontwikkeling van het gemiddelde verbruik per woning, die de relatief gunstige trend voor Nederland enigszins kunnen verklaren:

- Het jaarlijks aantal nieuwbouwwoningen (vervangingstempo) is een maat voor de kwaliteit van de gemiddelde woning. In Nederland en Duitsland wordt per jaar ongeveer 1,5% van de woningvoorraad nieuw gebouwd. In het Verenigd Koninkrijk is dit lager: 0,8%. Dit is trouwens geen verklaring voor het hoge niveau van de indicator in België waar het vervangings-tempo rond de 1% ligt.
- De toepassing van zeer efficiënte ketels in de bestaand bouw. In Nederland is de HR-ketel zeer succesvol. In het Verenigd Koninkrijk wordt deze ook wel toegepast, maar in veel mindere mate.

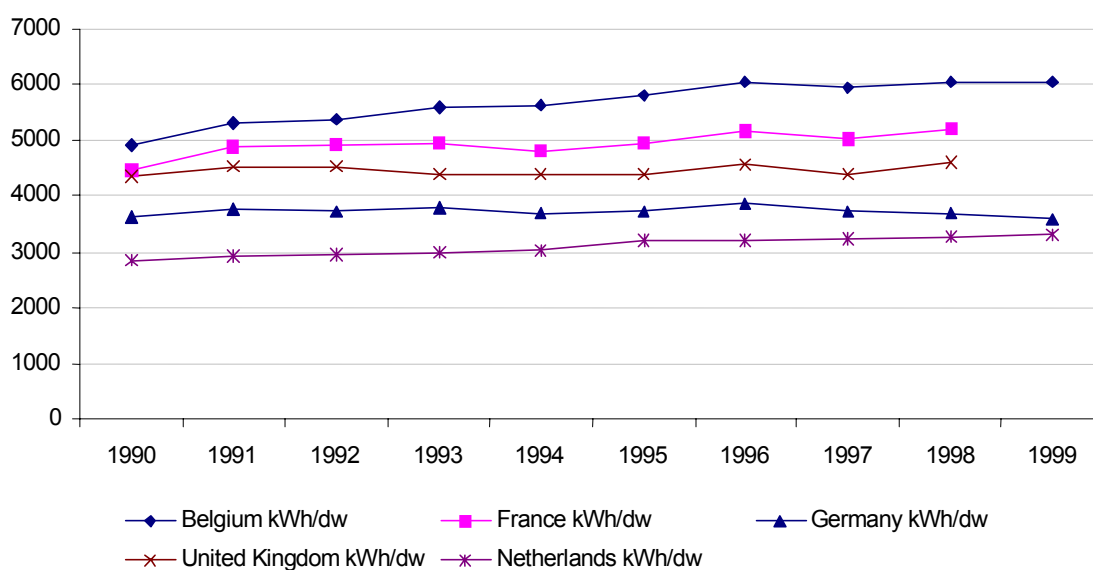
Verder speelt na-isolatie van bestaande woningen een substantiële rol, en is er het effect van bewonersgedrag en leefstijl (gemiddelde stooktemperatuur, aantal verwarmde vertrekken, aanwezigheidsgraad), wat binnen het bestek van dit hoofdstuk uiteraard niet te kwantificeren valt voor de verschillende landen.

Tabel 2.3 *Gemiddelde jaarlijkse groei van het energieverbruik per woning en het elektriciteitsverbruik per woning in de periode 1990-1999*

	Totaalverbruik per woning [%]	Elektriciteitsverbruik per woning [%]
België	0.8	2.0
Frankrijk	-0.1	1.6
Duitsland	0.0	-0.1
Verenigd Koninkrijk	-0.1	0.6
Nederland	-0.5	1.5

Figuur 2.4 presenteert het elektriciteitsverbruik per woning. Dit stijgt in Nederland al jaren gestaag, met ongeveer 1,5% per jaar. Dit is te wijten aan het groeiende bezit en gebruik van elektrische apparaten, versterkt door de snelle economische groei. Ook andere landen, zoals België en Frankrijk, hebben moeite om deze stijging tegen te gaan.

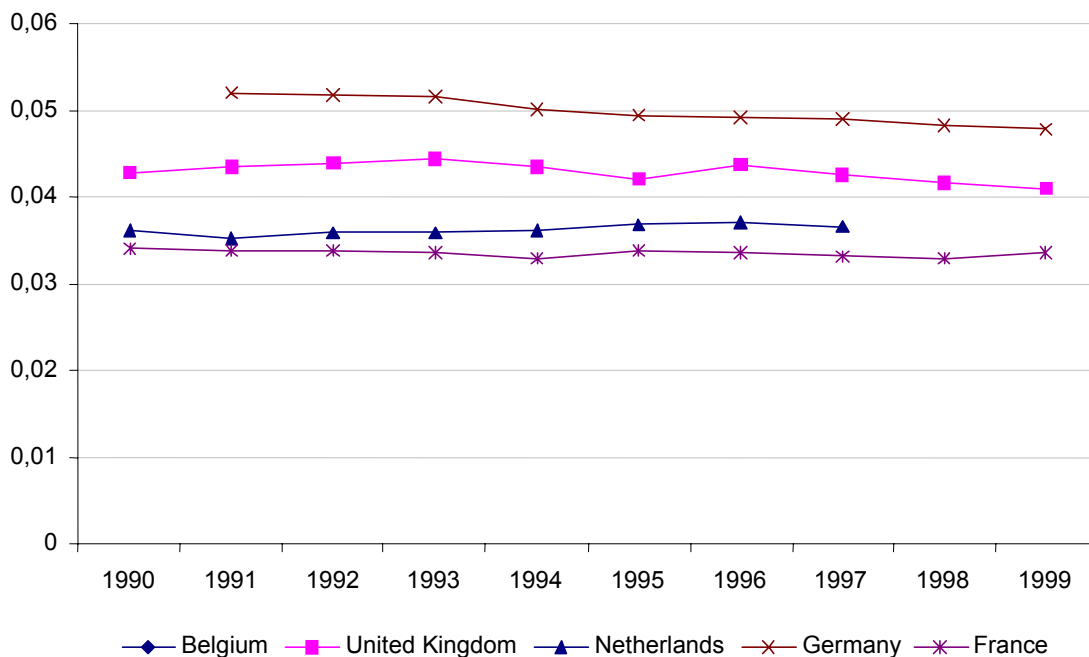
In alle genoemde landen, behalve Nederland, wordt elektriciteit bij een deel van de woningen voor ruimteverwarming gebruikt. Dit gebruik van elektriciteit is de afgelopen jaren afgenomen vanwege de toegenomen penetratie van aardgas. Dit is één van de redenen dat het elektriciteitsgebruik per huishouden in Nederland relatief laag is. Waarschijnlijk is in alle landen de penetratie van apparaten zoals vaatwassers en wasdrogers even snel toegenomen als in Nederland.



Figuur 2.4 *Elektriciteitsverbruik per woning*

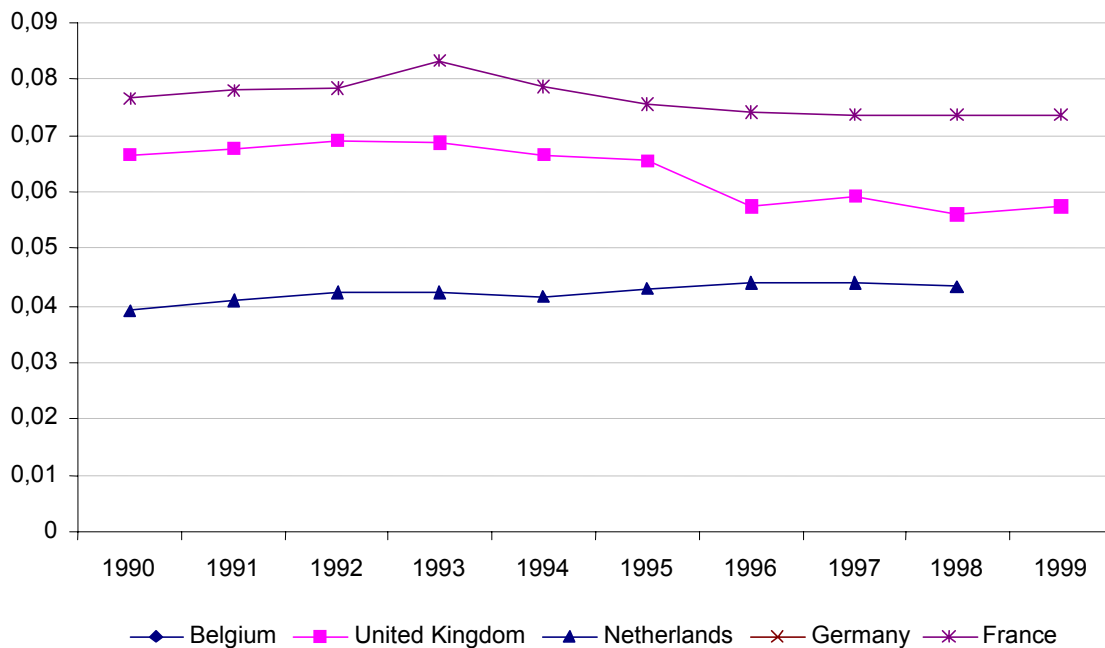
2.3.3 Transportsector

Bij de analyse van energiebesparing in de transportsector is rekening gehouden met een groot aantal factoren. Allereerst speelt natuurlijk het verschil tussen personen- en vrachtovervoer, maar ook het energieverbruik van de verschillende voertuigen voor het vervoer over weg, water en rails zijn van belang. Een bekend fenomeen is bijvoorbeeld dat het toegenomen gewicht van personenauto's – als gevolg van meer luxe en veiligheidsvoorzieningen – de efficiencyverbetering van de motor teniet doet. In dit hoofdstuk is geen gelegenheid tot een uitgebreide analyse van alle relevante factoren. In plaats daarvan, bekijken we twee redelijk algemene indicatoren, die het energieverbruik voor respectievelijk personen- en vrachtovervoer relateren aan de vervoersprestatie.



Figuur 2.5 *Specifiek energieverbruik van personenvervoer, alleen gemotoriseerd, [koe/personen km]*

Figuur 2.5 presenteert de indicator voor het personenvervoer. Voor België ontbreken gegevens, voor Nederland en Duitsland zijn niet alle jaren beschikbaar. Nederland laat een als enige land een lichte stijgende trend zien van gemiddeld 0,2% per jaar. Duitsland is de grootste daler met 1,1% gemiddeld per jaar; Frankrijk is min of meer stabiel, en het Verenigd Koninkrijk daalt licht met gemiddeld jaarlijks 0,5%.



Figuur 2.6 *Specifiek energieverbruik van goederentransport [koe/ton km]*

Figuur 2.6 presenteert de indicator voor het vrachtvervoer. De beschikbaarheid van gegevens is beperkt. Van de beschouwde landen is Nederland het enige land waar de intensiteit van het goederentransport stijgt met gemiddeld 1,3% per jaar. Daarentegen is niveau van de indicator in Nederland het laagst; dit is waarschijnlijk te danken aan het relatief grote aandeel binnenvaart in Nederland.

Als de structuur tussen de modussen constant wordt gehouden, zie Tabel 2.4, is de stijging in Nederland kleiner, wat erop wijst dat er een verschuiving heeft plaatsgevonden naar energieintensievere manieren van goederenvervoer (vrachtwagens). In het Verenigd Koninkrijk en in Frankrijk daalt de intensiteit van het vrachtvervoer ook na deze correctie nog.

Tabel 2.4 *Goederentransport: gemiddelde jaarlijkse groei van het energieverbruik per ton km; realisatie en met gelijkblijvende 'modal split' van 1990*

	Realisatie [%]	Bij constante modal split [%]
België	n.a.	n.a.
Verenigd Koninkrijk	-1,6	-0,9
Nederland (1990-1998)	1,3	0,5
Duistland	n.a.	-0,5
Frankrijk	-0,4	-0,7

2.4 Samenvatting

In het Energierapport wil het Ministerie van Economische Zaken niet alleen aangeven hoe de energiebesparing zich heeft ontwikkeld in Nederland, maar ook melden hoe Nederland zich verhoudt tot landen om ons heen. Dit hoofdstuk poogt een eerste antwoord op deze vraag te geven, gebaseerd op een vergelijking van de trends in besparingsindicatoren. Consequentie van deze benadering is wel dat de gegevens voor Nederland *niet* consistent zijn met wat er door ECN in het project 'Besparingstrends 1990-2000' conform het Protocol Energiebesparing is berekend.

Benadrukt moet verder worden, dat op basis van deze pragmatische aanpak en het beperkte aantal gegevens geen harde conclusies getrokken mogen worden. Het is namelijk *niet* mogelijk om te zeggen in hoeverre een efficiencyverbetering echt toe te schrijven is aan energiebesparing, of (gedeeltelijk) het gevolg is van structureffecten.

De finale energie-intensiteit is in de jaren 1990-1999 in Nederland sneller gedaald dan in de omringende landen, met gemiddeld 1.6% per jaar. Hoewel dit in belangrijke mate te danken is aan de sterke economische groei, blijkt Nederland er wel in geslaagd te zijn een redelijke mate van ontkoppeling tussen BBP-groei en groei van het energieverbruik te bereiken. Dit is consistent met de vaak gemaakte veronderstelling, dat economische groei leidt tot een hoger vervangings-tempo, en daardoor autonome energiebesparing.

Hierbij moet aangetekend worden dat de finale intensiteit ook beïnvloed wordt door de economische sectorstructuur. De relatieve groei van de dienstensector heeft in alle beschouwde landen geleid tot een wat minder energie-intensieve economische structuur. Een andere kanttekening is, dat de rol van WKK maar gedeeltelijk tot uitdrukking komt in de finale energievraag, en dat de besparende bijdrage daardoor waarschijnlijk onderschat wordt.

Ook voor de industrie geldt dat de finale energie intensiteit van Nederland het snelste daalt, met gemiddeld 1,6% per jaar. België en Duitsland laten een daling van ruim 1% per jaar zien. In het Verenigd Koninkrijk is de energie intensiteit in recente jaren licht gestegen. Voor Nederland heeft de eventuele verschuiving in sectorstructuur nauwelijks invloed gehad op de ontwikkeling van de energie intensiteit. Voor België daarentegen, blijkt de daling in de finale energie

intensiteit volledig veroorzaakt te zijn door een besparende verandering in structuur van de sector. Iets dergelijks geldt in mindere mate ook voor het Verenigd Koninkrijk.

Voor de sector huishoudens is gekeken naar het gemiddelde, klimaatgecorrigeerde, energieverbruik per woning. Nederland laat een voorzichtig dalende trend zien met gemiddeld 0,5% per jaar. In de andere landen zijn de schommelingen in het jaarlijks verbruik zodanig groot, dat ze beschouwd moeten worden als statistische ruis. Desalniettemin lijken de trends in de andere landen in ieder geval niet te wijzen op een snelle(re) daling van het gemiddelde verbruik. Het gemiddelde elektriciteitsverbruik per woning vertoont in de meeste landen, behalve Duitsland, een stijging. Bij Nederland, Frankrijk en België is de stijging met 1,5-2% per jaar het grootst.

De analyse van besparingstrends in de transportsector is beperkt gebleven tot twee redelijk algemene indicatoren, die het energieverbruik voor respectievelijk personen- en vrachtvervoer relateren aan de vervoersprestatie. Voor het gemiddeld energieverbruik voor personenvervoer geldt dat Nederland als enige land een lichte stijgende trend zien van gemiddeld 0,2% per jaar. Duitsland is de grootste daler met 1,1% gemiddeld per jaar. Van de beschouwde landen is Nederland het enige land waar ook de intensiteit van het goederentransport stijgt met gemiddeld 1,3% per jaar. Als de structuur tussen de modussen constant wordt gehouden, is de stijging in Nederland kleiner, wat erop wijst dat er een verschuiving heeft plaatsgevonden naar energie-intensievere manieren van goederenvervoer (vrachtwagens).

3. KOSTENEFFECTIEVE INVULLING VAN EVENTUEEL BELEIDSTEKORT CO₂-REDUCTIE

3.1 Doelstelling voor broeikasgassen

Nederland kent een klimaatdoelstelling. Voor de eerste budgetperiode (2008-2012) betekent dit een emissiereductie met 6% ten opzichte van de broeikasgasemissies in 1990 (en voor een aantal gassen ten opzichte van de emissies in 1995). Het emissieniveau in 1990/1995 bedroeg 212 Mton CO₂-equivalent. Een emissiereductie met 6% komt overeen met een emissie doel van 199 Mton in de periode 2009-2012.

De Nederlandse overheid heeft er voor gekozen de helft van die emissiereductie in Nederland te doen plaatsvinden en de andere helft in het buitenland. Ten opzichte van een beleidstekort van 50 Mton (volgens het Global Competition scenario, dat tot voor kort veel is gebruikt als beleidsreferentie) komen beiden overeen met een emissiereductie van 25 Mton CO₂-equivalent.

3.2 Emissies conform referentieraming en binnenlands beleidsdoel

Inmiddels is er een Referentieraming 2001-2010 (ECN/RIVM, 2002), een nieuwe verkenning van de ontwikkeling van de Nederlandse energievoorziening tot en met 2010, waarbij realisaties tot dusver, nieuwe inzichten en het concreet vastgestelde energie- en klimaatbeleid zijn meegenomen. De referentieraming leidt tot een broeikasgasemissie van 225 Mton CO₂-equivalent. Daarbij gaat het om 191 Mton CO₂ en 34 Mton CO₂-equivalent andere broeikasgassen. Zonder de concreet vastgestelde maatregelen uit de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid deel 1 (UK-1), de totale CO₂-equivalente emissie 238 Mton bedragen. Overigens is er wel een aanzienlijke onzekerheidsrange in de toekomstige emissies (± 12 Mton CO₂-equivalent).

De verdeling binnenland/buitenland en daarmee het binnenlandse beleidsdoel is afhankelijk van politieke keuzes. In het regeerakkoord is een 50/50-verdeling overeengekomen met betrekking tot de binnenlands te realiseren reducties en aan te kopen reducties in het buitenland. De nieuwe inzichten van de referentieraming kunnen zowel vertaald worden naar:

- A) een binnenlandse doelstelling in 2010 van 224 Mton (als vast wordt gehouden aan 25 Mton emissiereductie in het buitenland),
- B) 219 Mton in 2020 (als vast wordt gehouden aan een 50/50-verdeling).

Hier is opgemerkt dat nog weer andere vertalingen natuurlijk ook mogelijk zijn.

Tabel 3.1: *Emissies van CO₂: uitgangsniveau 1990/1995 en doelstellingen 2010*

	Emissieniveau [miljard kg CO ₂ -equivalenten]
Emissieniveau 1990/1995 (Referentie voor klimaatverdrag voor CO ₂ , N ₂ O, CH ₄ , F-gassen)	212
Emissiedoelstelling in 2010 (Kyoto:-6% t.o.v. 1990/1995)	199
Binnenlandse doelstelling Kyoto	
A) handhaving van 25 Mton in buitenland	224
- B) toepassing van 50/50 verdeling van binnenland/buitenland op de nieuwe beleidsopgave: 20 Mton in buitenland	219

3.3 Vertaling van beleidstekort naar emissiereductie en kosten

Vertaling A) leidt tot een beleidstekort van 1 Mton. Vertaling B) leidt tot een beleidstekort van 6 Mton. Invulling van een beleidstekort van 1 Mton zal waarschijnlijk geen aanleiding zijn tot een beleidsbijstelling terwijl een beleidstekort van 6 Mton wel daartoe aanleiding zal geven.

In het vervolg van dit hoofdstuk is ingegaan op vertaling B, de extra emissiereductie van 6 Mton CO₂-equivalent in 2010 in Nederland. Als daartoe zou worden besloten dan zijn de beleidsvragen: 1) in welke sectoren moet de emissiereductie plaatsvinden? 2) via welke opties (duurzaam, besparing, schoon fossiel, overige broeikasgassen) moet de emissiereductie plaatsvinden; 3) via welke beleidsinstrumenten moet de emissiereductie plaatsvinden?

Voor bovengenoemde keuzes is het van belang aan te geven welke keuzecriteria gehanteerd worden. Mogelijk keuzecriteria zijn kosteneffectiviteit, voorbereiding op verdere emissiereductie op langere termijn, politiek draagvlak, risico op tegenvallers, etc. Op verzoek van EZ is één invulling gemaakt waarbij verondersteld is dat *kosteneffectiviteit* bepalend is voor de antwoorden op de vragen 1 en 2.

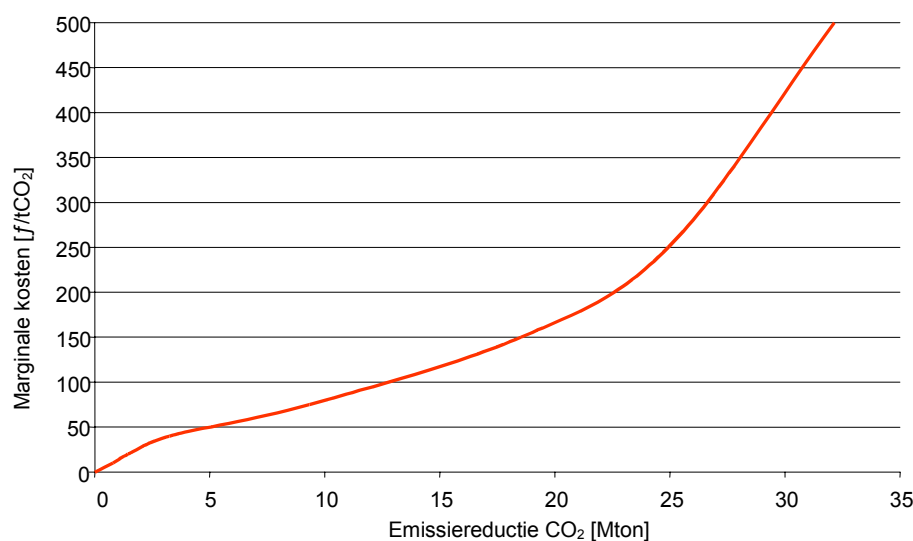
Als over kosten gesproken wordt is het van belang goed duidelijk te maken, over welke kosten het gaat. Er kan onderscheid worden gemaakt tussen kosten vanuit het perspectief van eindverbruikers, het nationaal kostenperspectief en het perspectief van de overheidsfinanciën (zie ook ECN-CX-01-087). Elk van deze perspectieven is meer of minder geschikt voor de beantwoording van verschillende soorten van vragen.

Marginale kostencurven van de emissiereductie per sector en per optie kunnen gebruikt worden om de meest kosteneffectieve verdeling van aanvullende emissiereductie te bepalen. Recent zijn marginale kostencurven voor CO₂-reductie opgesteld vanuit het perspectief van eindverbruikers tegen de achtergrond van de pilot referentieraming⁶ (de uitkomsten van de pilot referentieraming komen op hoofdlijnen overeen met de uitkomsten van de referentieraming). Het betreft marginale kostencurven (Ybema et al, 2001), welke zijn opgesteld voor de Commissie CO₂-handel. Voor de overige broeikasgassen is geen marginale kostencurve opgesteld.

Er is bestaand beleid om de emissies van niet-CO₂-broeikasgassen te verminderen. Er bestaan waarschijnlijk nog wel extra mogelijkheden om deze emissies te verminderen, maar de kosten zijn niet precies bekend. Daarom zijn de overige broeikasgassen niet meegenomen. Er ligt met name nog een groot reductiepotentieel (ruim 7 Mton CO₂-equivalent) bij procesemissies van N₂O in de industrie (o.a. bij de productie van salpeterzuur). Momenteel vindt er onderzoek plaats naar mogelijkheden om deze emissies te verminderen. Als men er in slaagt een methode te ontwikkelen om deze N₂O emissies vergaand te verminderen en voor 2010 te implementeren, zou dit het beeld omtrent nationale broeikasgasemissies significant kunnen veranderen.

⁶ Helaas zijn geen andere marginale kostencurven beschikbaar, zoals marginale kostencurven zonder UK-1 beleid, of zonder UK-1 beleid en ander energiebesparings- en duurzame energiebeleid. Dergelijke curven zouden het mogelijk maken wat de meest kosteneffectieve keuzes zijn, los van bestaand beleid.

Uit Figuur 3.1 kan worden afgelezen dat de marginale kosten om een emissiereductie van 6 Mton te bereiken, 56 gulden₂₀₀₀/tCO₂ (25 euro/tCO₂) bedraagt.



Figuur 3.1 *Marginale kosten van emissiereductie in 2010 van alle eindverbruiksectoren en geselecteerde energieaanbodopties. De kostencurven zijn opgesteld tegen het achtergrondbeeld van de Pilot Referentieraming*

Bij de prijs van 56 gld/tCO₂ voor emissiereductie zal de meeste emissiereductie ten opzichte van de referentieraming plaatsvinden bij verkeer en bij industrie (in beide gevallen een kleine 2 Mton). De emissiereducties bij huishoudens, diensten en landbouw zijn gering. Op beperkte schaal zal ook emissiereductie plaatsvinden via WKK en via fuelswitch van kolen naar gas bij kolencentrales. Ongeveer 90% van de emissiereductie zal plaatsvinden via energiebesparing en 5% via schoon fossiel (fuelswitch) en duurzame energie (biomassa ondervuring in industrie).

Tabel 3.2: *Emissiereductie per sector in 2010 ten opzichte van het niveau volgens de Referentieraming Energie en CO₂ bij een heffing van 56 gld/tCO₂ en bovenop het vastgestelde klimaatbeleid*

[Mton]	Huishoudens	HDO	Landbouw	Industrie	Verkeer	WKK	kolen-gas	totaal
Bij 56 gld/tCO ₂	0,57	0,43	0,22	1,86	1,96	0,61	0,35	6,00

Aangaande kosteneffectiviteit is ook een iets andere redenering mogelijk. Daarbij wordt verondersteld dat geen extra maatregelen worden genomen in die sectoren, waar het huidige marginale heffingtarief (REB) hoger is dan bovengenoemde evenwichtsprijs van CO₂. Dit geldt voor huishoudens en een deel van de dienstensector (de REB-heffing op aardgas bij huishoudens komt overeen met 180 gld/tCO₂ en op elektriciteit met ruim 250 gld/tCO₂). Op deze manier zullen de meerkosten vanuit een *nationaal kostenperspectief* (zeer waarschijnlijk) lager zijn. Bij deze situatie vervalt het reductiepotentieel bij huishoudens en een deel van het potentieel bij de dienstensector. De evenwichtsprijs wordt dan 67 gld/tCO₂. De verdeling van de emissiereductie over de sectoren is als volgt. Dit leidt dus tot een grotere emissiereductie, vooral bij verkeer en industrie.

Tabel 3.3 *Emissiereductie per sector in 2010 ten opzichte van het niveau volgens de Referentieraming Energie en CO₂ bij een heffing van 67 gld/tCO₂ en bovenop het vastgestelde klimaatbeleid*

[Mton]	Huishoudens	HDO	Landbouw	Industrie	Verkeer	WKK	kolen-gas	totaal
Bij 67 gld/tCO ₂	0,00	0,15	0,27	2,09	2,33	0,74	0,42	6,00

De meerkosten waar eindverbruikers in de praktijk mee geconfronteerd zullen worden, worden in hoge mate bepaald door de beleidsinstrumenten die gekozen worden om bovengenoemde emissiereductie te realiseren. Puur op basis van de marginale kostencurven (dus veronderstellend dat de emissiereductie vanzelf door de sectoren gerealiseerd zou worden), zijn de jaarlijkse meerkosten voor de eindverbruikers 200 tot 230 miljoen gulden in 2010 (200 miljoen als ook bij de huishoudens (extra) maatregelen worden genomen, 230 miljoen als dat niet het geval is).

De kosten voor de overheid om bovengenoemde emissiereductie te realiseren zijn afhankelijk van de keuze en vormgeving van beleidsinstrumenten:

- Als de emissiereductie geheel gerealiseerd zou worden door regulering, is het mogelijk dat de kosten voor de overheid beperkt zijn. Er zijn dan wel kosten met o.a. handhaving gemoeid. De kosten voor de eindverbruikers kunnen overigens dan wel sterker toenemen dan bovengenoemde bedragen, als de regulering niet optimaal wordt opgezet.
- Wanneer de emissiereductie gerealiseerd wordt via subsidies kunnen de kosten voor de overheid gemakkelijk oplopen tot een meervoud van bovengenoemde eindgebruikerskosten, zeker als veel maatregelen gestimuleerd worden die in de referentieraming ook een grotere rol krijgen. Voor de eindverbruikers zullen er dan netto baten zijn, vooral als gevolg van het free rider effect.

3.4 Variant met extra emissiereductie in het buitenland

Een andere invulling van de onder vertaling B) benodigde 6 Mton emissiereductie is ook mogelijk. Daarbij wordt voor deze 6 Mton ingezet op de meest kosteneffectieve invulling waarbij ook emissiereductie in het buitenland meetelt. De facto lijkt deze analyse overigens sterk op vertaling A).

De invloed van Nederland op de evenwichtsprijs van buitenlandse emissiereductie is verwaarloosbaar. Om deze reden is het niet nodig een marginale kostencurve te schetsen. Voor deze analyse is de evenwichtsprijs voor emissiereductie van belang. Hoe hoog deze evenwichtsprijs precies zal zijn is nog niet bekend. Recent is een overzicht gemaakt van de theoretisch te verwachten prijs van emissiereductie (Linden, 2001). Deze prijs blijkt o.a. afhankelijk van een eigen doelstelling voor de VS. Als de VS een eigen doelstelling op zich neemt ligt de evenwichtsprijs in de range 3-9 \$/tCO₂ (9-22 gld/tCO₂). De (zeer beperkte) ervaringen tot nu toe geven aan dat voor die projecten uitgevoerd in het kader van een reductiedoelstelling (ERUPT, UK permits) de prijs heel duidelijk aan de bovenkant van deze range zit. Dit is een gevolg van het feit dat op dit moment de emissiehandel nog niet geïntegreerd en zeer beperkt van omvang is. Naar verwachting kan deze prijs naar beneden gaan als de modaliteiten voor deze markt duidelijk zijn gedefinieerd. Hier is gerekend met een evenwichtsprijs van 15 gld/tCO₂.

Bij een evenwichtsprijs van 15 gld/tCO₂ en een kosteneffectieve verdeling van de emissiereductie over binnenland en buitenland zal 1,1 Mton emissiereductie in Nederland plaatsvinden en 4,9 Mton in het buitenland. De jaarlijkse kosten in 2010 bedragen ruim 80 miljoen gulden. Daarbij gaat het om ruim 70 miljoen om de kosten van aankoop van emissiereductie in het buitenland en om 10 miljoen voor emissiereductie in Nederland.

Geconcludeerd kan worden dat de kosten hoger zijn om, als extra emissiereductie nodig is, deze emissiereductie helemaal in Nederland te laten plaatsvinden. Het is kosteneffectiever om een groot deel van de emissiereductie in het buitenland te doen plaatsvinden en slechts een klein deel in Nederland. Overigens wordt er aanbevolen om bij de keuzes tussen emissiereductie in Nederland of in het buitenland, ook andere criteria dan kosteneffectiviteit te worden meegenomen.

4. WERELDWIJDE VOORRADEN OLIE, GAS EN KOLEN

4.1 Olievoorraden

De meest gezaghebbende organisatie op het gebied van olie- en gasvoorraden in de wereld is de United States Geological Survey (USGS)⁷. Voor de wereldkolenvoorraden, c.q. de geïdentificeerde reserves, wordt in de regel gebruik gemaakt van data van de World Energy Conference (WEC). De Tabellen 4.1 en 4.2 geven een overzicht van de conventionele olievoorraden volgens de USGS.

Tabel 4.1 *Conventionele olievoorraden [miljard vaten]*

	Productie (2000)	Cumulatieve productie	Geïdentificeerde reserves	Gemiddelde niet ontdekte reserves	'Futures'	Geïdentificeerd niet ontdekt en 'futures'
	[miljard bbl]	[miljard bbl]	[miljard bbl]	[miljard bbl]	[miljard bbl]	[miljard bbl]
Europa	2,539	24,7	40,4	23,5	60,3	124,2
FSU	2,933	112,0	129,0	151,0	297,5	577,5
Noord Amerika	2,816	1178,6	62,1	75,2	163,7	301,0
Latijns Amerika	3,754	80,7	116,9	91,1	289,8	497,8
Sub-Sahara Afrika	1,420	21,6	31,7	27,5	49,2	108,4
Noord Afrika & MO	9,826	222,4	592,3	154,8	738,7	1485,8
Zuid Azië	0,287	3,7	7,0	2,4	10,3	19,7
China	1,184	14,1	31,4	42,7	67,1	141,2
Azië Pacific OECD	0,297	3,2	3,0	3,2	7,8	14,0
Overig Azië Pacific	1,141	19,6	20,0	25,7	43,7	89,4
Totaal	27,196	680,6	1034	597	1728	3359
Reserve/productie [jaar]			38	22	64	124

Bron: USGS Digital Data Series 60 (www.usgs.gov)

Tabel 4.2 *Conventionele olievoorraden [miljard ton olie-equivalent]*

	Productie (2000)	Cumulatieve productie	Geïdentificeerde reserves	Gemiddelde niet ontdekte reserves	'Futures'	Geïdentificeerd niet ontdekt en 'futures'
	[Gtoe]	[Gtoe]	[Gtoe]	[Gtoe]	[Gtoe]	[Gtoe]
Europa	0,34	3	5	3	8	16
FSU	0,39	15	17	20	39	76
Noord Amerika	0,37	156	8	10	22	40
Latijns Amerika	0,50	11	15	12	38	66
Sub-Sahara Afrika	0,19	3	4	4	6	14
Noord Afrika & MO	1,30	29	78	20	98	196
Zuid Azië	0,04	0	1	0	1	3
China	0,16	2	4	6	9	19
Azië Pacific OECD	0,04	0	0	0	1	2
Overig Azië Pacific	0,15	3	3	3	6	12
Totaal	3,59	90	136	79	228	443
Reserve/productie [jaar]			38	22	64	124

Bron: USGS Digital Data Series 60 (www.usgs.gov)

De Tabellen 4.3 en 4.4 geven een overzicht van de niet conventionele olievoorraden volgens diverse publicaties, in miljard vaten olie respectievelijk Gigaton olie-equivalenten (Gtoe). Het gaat hier om de winbaar geachte voorraden (recoverable reserves), die een (kleine) fractie vormen van de 'in situ' resources.

⁷ De USGS dient als onafhankelijke fact-finding agency voor de Amerikaanse overheid. Bij de USGS werken in totaal 10.000 wetenschappers, technici en ondersteunende staf.

Tabel 4.3 *Onconventionele olievoorraden [miljard vaten]*

	Zware olie [miljard bbl]	Teerzanden [miljard bbl]	Leisteenolie [miljard bbl]	Totaal [miljard bbl]
Europa	8		23	31
FSU	130	117	32	279
Noord Amerika	44	315	198	557
Latijns Amerika	310	6	88	404
Sub-Sahara Afrika	6		11	17
Noord Afrika & MO	61	5	106	172
Zuid Azië				
China			352	352
Azië Pacific OECD	13		56	69
Overig Azië Pacific			14	14
Totaal	572	443	880	1895
Reserve/productie [jaar]	21	16	32	70

Bronnen: Canada's Oil Sands (2000): *A supply and Market Outlook to 2015*, oktober 2000. www.neb.gc.ca.

Energy and utilities board (2001): Alberta's reserves 2000 and supply/demand outlook 2001-2010, Statistical Series 2001-98. www.eub.gov.ab.ca.

Inciarte, J. (1991): *Technology pushes Venezuela's heavy-oil projects ahead*. Oil & Gas Journal, 8 december 1997, pp 52-54.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (1989): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*. Hannover, juni 1989.

Warfield, G. (1995): *Oil, gas, coal, uranium, tar sand resource trends on rise*. Oil & Gas Journal, 4 september 1995, pp 104-111.

Petroleum Economist, augustus 2001, p. 43.

Tabel 4.4 *Onconventionele olievoorraden [Gtoe]*

	Zware olie [Gtoe]	Teerzanden [Gtoe]	Leisteenolie [Gtoe]	Totaal [Gtoe]
Europa	1		3	4
FSU	17	15	4	37
Noord Amerika	6	43	26	75
Latijns Amerika	41	1	12	53
Sub-Sahara Afrika	1		1	2
Noord Afrika & MO	8	1	14	23
Zuid Azië				
China			46	46
Azië Pacific OECD	2		7	9
Overig Azië Pacific			2	2
Totaal	75	60	116	251
Reserve/productie [jaar]	21	16	32	70

De Tabellen 4.5 en 4.6 geven een overzicht van de totale mogelijk winbare olievoorraden – conventioneel en niet conventioneel – in miljard vaten olie respectievelijk Gtoe.

Tabel 4.5 *Conventionele en niet conventionele olievoorraden [miljard vaten]*

	Cumulatieve productie [miljard bbl]	Conventioneel [miljard bbl]	Onconventioneel [miljard bbl]	Totaal [miljard bbl]
Europa	24,7	124,2	31	155
FSU	112,0	577,5	279	857
Noord Amerika	1178,6	301	557	858
Latijns Amerika	80,7	497,8	404	902
Sub-Sahara Afrika	21,6	108,4	17	125
Noord Afrika & MO	222,4	1485,8	172	1658
Zuid Azië	3,7	19,7	0	20
China	14,1	141,2	352	493
Azië Pacific OECD	3,2	14	69	83
Overig Azië Pacific	19,6	89,4	14	103
Totaal	680,6	3359	1895	5255
Reserve/productie [jaar]		124	70	193

Tabel 4.6 *Conventionele en niet conventionele olievoorraden [Gtoe]*

	Cumulatieve productie [Gtoe]	Conventioneel [Gtoe]	Onconventioneel [Gtoe]	Totaal [Gtoe]
Europa	3	16	4	20
FSU	15	76	37	113
Noord Amerika	156	40	74	113
Latijns Amerika	11	66	53	119
Sub-Sahara Afrika	3	14	2	17
Noord Afrika & MO	29	196	23	219
Zuid Azië	0	3	0	3
China	2	19	46	65
Azië Pacific OECD	0	2	9	11
Overig Azië Pacific	3	12	2	14
Totaal	90	443	250	694
Reserve/productie [jaar]		124	70	193

Volgens de huidige inzichten zouden de totale olievoorraden (conventioneel en niet conventioneel) ca. 5250 miljard vaten ofwel 695 miljard ton kunnen belopen. De voorraden zouden equivalent zijn aan ca. 190 jaar olieproductie op het niveau van het jaar 2000.

4.2 Aardgasvoorraden

De Tabellen 4.7 en 4.8 geven een overzicht van de conventionele aardgasvoorraden volgens de USGS en Enron, in 1000 miljard m³ (biljoen m³) en respectievelijk Gtoe.

Tabel 4.7 *Conventionele aardgasvoorraden [1000 miljard m³]*

	Productie (2000)	Geïdentificeerd	Niet ontdekt	'Futures'	Geïdentificeerd, niet ontdekt en 'futures'
	[10 ¹² m ³]	[10 ¹² m ³]	[10 ¹² m ³]	[10 ¹² m ³]	[10 ¹² m ³]
Europa	0,29	8	11		19
FSU	0,67	47	44	55	147
Noord Amerika	0,72	6	16	47	69
Latijns Amerika	0,13	8	15		23
Sub-Sahara Afrika	0,02	3	7		10
Noord Afrika & MO	0,32	53	39	54	145
Zuid Azië	0,06	2	3	1	5
China	0,03	1	2	1	4
Azië Pacific OECD	0,03	3	3	1	7
Overig Azië Pacific	0,15	6	7	2	15
Totaal	2,44	135	148	161	444
Reserve/productie [jaar]		55	61	66	182

Bronnen: USGS Digital Data Series 60 (www.usgs.gov)

Carson, M.M. (1997): *Natural gas central to world's energy mix*. Oil & Gas Journal, 11 augustus 1997, pp 37-47.

Tabel 4.8 *Conventionele aardgasvoorraden [Gtoe]*

	Productie (2000)	Geïdentificeerd	Niet ontdekt	'Futures'	Geïdentificeerd, niet ontdekt en 'futures'
	[Gtoe]	[Gtoe]	[Gtoe]	[Gtoe]	[Gtoe]
Europa	0,26	7	10		17
FSU	0,61	43	40	50	132
Noord Amerika	0,65	6	14	42	62
Latijns Amerika	0,12	7	14		21
Sub-Sahara Afrika	0,02	3	7		9
Noord Afrika & MO	0,29	47	35	48	131
Zuid Azië	0,05	1	2	1	4
China	0,02	1	2	1	4
Azië Pacific OECD	0,03	2	3	1	6
Overig Azië Pacific	0,14	5	6	2	13
Totaal	2,20	122	133	145	400
Reserve/productie [jaar]		55	61	66	182

De geïdentificeerde en niet ontdekte reserves zijn ontleend aan de USGS, de 'futures' aan Enron. Volgens de USGS en Enron belopen de conventionele voorraden 437 biljoen m³. De conventionele voorraden (ca. 400 Gtoe, Tabel 4.8) zijn equivalent aan ca. 180 jaar productie op het huidige niveau. Behalve deze voorraden zijn er ook nog grote onconventionele voorraden. 'Clathraten' op de oceaانبodem zouden een voorraad methaan omvatten van 3.600 tot 7.600.000 biljoen m³ ^{1 2}. Echter, het zou misleidend zijn deze op gelijke voet te behandelen als de conventionele aardgasvoorraden. Over de wijze van exploitatie – het gaat hierbij om een hydraten, d.w.z. een vaste stof waarin methaan is vastgelegd onder hoge druk (diepe oceaan) en bij relatief lage temperatuur (instabiel bij atmosferische druk en hogere temperatuur) – en de eventuele kosten en milieueffecten is weinig met zekerheid te zeggen. Wat betreft de overige onconventionele aardgasvoorraden – koolbedmethaan, 'tight sands', etc. – is de mogelijke exploitatie duidelijker, hoewel de ervaring nog zeer beperkt is. Van de voorraden koolbedmethaan is echter maar een kleine fractie commercieel winbaar.

4.3 Kolenvoorraden

Tabel 4.9 geeft een overzicht van de geïdentificeerde kolenreserves volgens de WEC, in Gtoe.

Tabel 4.9 *Geïdentificeerde kolenreserves [Gtoe]*

	Productie (2000) [Gtoe]	Steenkool [Gtoe]	Bruinkool [Gtoe]	Totaal [Gtoe]
Europa	0,24	28	27	55
FSU	0,20	65	44	109
Noord Amerika	0,62	77	46	124
Latijns Amerika	0,42	6		10
Sub-Sahara Afrika	0,12	41		41
Noord Afrika & MO				
Zuid Azië	0,16	48	2	50
China	0,50	41	17	59
Azië Pacific OECD	0,16	2	15	47
Overig Azië Pacific	0,11	1	2	2
Totaal	2,14	340	158	498
Reserve/productie [jaar]		159	74	233

Bron: WEC: *Survey of Energy Resources*, 1996. (www.worldenergy.org)

De geïdentificeerde kolenreserves van ca. 500 Gtoe zijn equivalent aan ca. 230 jaar productie op het huidige niveau.

4.4 Overzicht van voorraden olie, aardgas en kolen

In de Tabellen 4.10 en 4.11 zijn de winbare voorraden van olie (conventioneel en niet conventioneel) en aardgas (conventioneel) en de kolenreserves samengevat, en wel in Gtoe respectievelijk EJ.

Tabel 4.10 *Wereldwijd winbare voorraden van olie en gas en reserves van kolen [Gtoe]*

	Winbare olievoorraden			Winbare gasvoorraden		Kolen (Reserves) [Gtoe]
	Conventioneel [Gtoe]	Onconventioneel [Gtoe]	Totaal [Gtoe]	Conventioneel [Gtoe]	Onconventioneel [Gtoe]	
Europa	16	4	20	17		55
FSU	76	37	113	132		109
Noord Amerika	40	74	123	62		124
Latijns Amerika	66	53	119	21		10
Sub-Sahara Afrika	14	2	17	9		41
Noord Afrika & MO	196	23	219	131		
Zuid Azië	3		3	4		50
China	19	46	65	4		59
Azië Pacific OECD	2	9	11	6		47
Overig Azië Pacific	12	2	14	13		2
Totaal	443	250	694	400		498

Bronnen: *USGS Digital Data Series 60*, (www.usgs.gov), *Enron (1997)*, en *WEC (1996)*, (www.worldenergy.org).

Tabel 4.1 *Wereldwijde voorraden van olie en gas en reserves van kolen [EJ]*

	Winbare olievoorraden			Winbare gasvoorraden		Kolen (Reserves) [EJ]
	Conventioneel [EJ]	Onconventioneel [EJ]	Totaal [EJ]	Conventioneel [EJ]	Onconventioneel [EJ]	
Europa	709	177	886	710		2.285
FSU	3.299	1.594	4.893	5.528		4.573
Noord Amerika	1.719	3.181	5.151	2.595		5.179
Latijns Amerika	2.843	2.308	5.151	869		439
Sub-Sahara Afrika	619	97	716	393		1.711
Noord Afrika & MO	8.487	982	9.469	5.482		5
Zuid Azië	113		113	185		2.099
China	807	2.011	2.818	151		2.466
Azië Pacific OECD	80	394	474	260		1.954
Overig Azië Pacific	511	80	591	564		135
Totaal	19.186	10.824	30.010	16.738		20.846

Volgens de USGS zijn de conventionele olievoorraden iets groter dan de conventionele gasvoorraden. De onconventionele gasvoorraden kunnen niet een op een worden vergeleken, omdat de onzekerheid in de voorraadschatting hiervan bijzonder groot is. Bovendien is er nog relatief weinig (in geval van koolbedmethaan) tot geen (in geval van clathraten op de oceaانبodem) ervaring met commerciële winning. De kolenreserves in de tabel vormen een fractie van de totale voorraden.

Tabel 2.1 in het ‘Energierapport 1999’ geeft een andere dwarsdoorsnede dan hierboven. Enkele opmerkingen ter verklaring van de verschillen tussen deze tabel en de hiervoor gepresenteerde data:

- Er mag worden aangenomen dat de commercieel en technisch winbare reserves (termen ontleend aan het Energierapport 1999) wat betreft conventionele aardolie moeten worden beschouwd als de ‘geïdentificeerde reserves’ conform de USGS. Uit Tabel 4.2 blijkt dat de USGS deze schat op 136 Gtoe. BP World Energy Statistics geeft dezelfde waarde (gebaseerd op USGS). De winbare voorraden onconventionele olie kunnen worden geschat op 251 Gtoe (Tabel 4.4). Als we deze twee getallen optellen, komen we uit op een olievoorraad van 387 Gtoe, die met een zekerheid grenzende waarschijnlijkheid kan worden gewonnen. Tabel 2.1 uit het Energierapport geeft een totaal van 343 Gtoe, dus slechts 11% minder. De overige conventionele olievoorraden – niet ontdekt en ‘futures’ – belopen volgens de USGS ca. 300 Gtoe (79 Gtoe niet ontdekt en 228 Gtoe ‘futures’, zie Tabel 4.2). Schattingen van niet ontdekte onconventionele olievoorraden zijn moeilijk te verkrijgen.
- Aangenomen is dat de commercieel en technisch winbare reserves (termen ontleend aan het Energierapport 1999) wat betreft conventioneel aardgas moeten worden beschouwd als de ‘geïdentificeerde reserves’ conform de USGS. Uit Tabel 4.8 blijkt dat deze volgens de USGS ca. 122 Gtoe bedragen. De overige conventionele aardgasvoorraden – niet ontdekt en ‘futures’ – belopen volgens de USGS en Enron ca. 278 Gtoe (133 Gtoe niet ontdekt en 245 Gtoe ‘futures’, zie Tabel 4.8). De schatting van de niet conventionele aardgasvoorraden volgens het Energierapport 1999 lijken enigszins speculatief. Dit heeft te maken met het eerdergenoemde feit dat er nog relatief weinig (in geval van koolbedmethaan) tot geen (in geval van clathraten op de oceaانبodem) ervaring is met commerciële winning.
- Aangenomen is dat de commercieel en technisch winbare reserves (termen ontleend aan het Energierapport 1999) wat betreft kolen moeten worden beschouwd als de ‘proven reserves’ (‘geïdentificeerde reserves’) conform de WEC. Uit Tabel 4.9 kan worden afgeleid dat deze volgens de WEC 498 Gtoe belopen (in het Energierapport staat een getal van 606 Gtoe).

Tenslotte kan worden verwezen naar een samenvatting van de voorraden olie, gas en kolen in een relatief recente IIASA studie van februari 2000 (zie onder de tabel) die gebaseerd is op de bekende studie ‘Global Energy Perspectives, IIASA-WEC, 1998’. In de onderstaande tabel zijn de data op pagina 52 van de laatstgenoemde studie gecombineerd met data op pagina 4 van de relatief recente IIASA studie.

Tabel 4.12 *Energievoorraden in de wereld (Gtoe) volgens IIASA-WEC (1998)*

Energiedrager	Cumulatieve vraag 1990-2050	Conventionele reserves	Additionele voorraden	Speculatieve voorkomens
Olie	180-297	150	670	1.900
Gas	171-253	141	730	19.100
Kolen	123-273	606	2.800	3.100
Uranium	38-79	57	200	150
Totaal	502-893	954	4.400	24.250

Bronnen: Global Energy Perspectives, IIASA-WEC, 1998.

IIASA: Climate change and world energy, IR-00-00t, 14 februari 2000, www.iiasa.ac.at

De voornaamste verschillen met Tabel 2.1 uit ‘Energierapport 1999’ zijn:

1. De voorraden zijn opgedeeld in drie categorieën, namelijk ‘conventionele reserves’ (Conventional reserves), ‘additionele voorraden’ (Resources) en ‘speculatieve voorkomens’ (Additional occurrences). Tevens zijn de getallen in de twee laatstgenoemde categorieën afgerond.
2. Het onderscheid tussen ‘conventioneel’ en ‘onconventioneel’ bij olie en gas is achterwege gelaten, omdat er geen reserves zijn gedefinieerd voor onconventionele olie en onconventioneel gas. Daarom is de indeling van de IIASA publicatie uit 2000 overgenomen. Deze is trouwens in overeenstemming met de totale waarden volgens de IIASA-WEC studie (1998).
3. De cumulatieve vraag is overgenomen uit de IIASA publicatie van 2000, behoudens wat betreft uranium. De cumulatieve uraniumconsumptie is gebaseerd op interpolatie van de waarden die de IIASA-WEC studie geeft in Annex C op pagina 262. De scenario’s met de laagste en hoogste uraniumconsumptie zijn respectievelijk C1 en A2.

Tenslotte nog een paar kanttekeningen en definities

- Optelling van ‘Conventional reserves’ (3e kolom) en ‘Resources’ (4e kolom) geeft de zogenoemde ‘Resource base’ (zie IIASA-WEC, p. 52). De optelling levert getallen op die overeenkomen met de waarden in de IIASA-WEC studie van 1998. De schatting van de voorraden is dus niet gewijzigd, maar de indeling is alleen veranderd.
- De term ‘kolen’ (coal) omvat zowel steenkool als bruinkool.
- Volledigheidshalve valt op te merken dat de speculatieve voorkomens van gas ook gashydraten op de bodem van de oceaan en in permafrostgebieden omvatten. Verder zijn de uraniumvoorraden gebaseerd op het huidige type van kernreactoren (bijvoorbeeld lichtwaterreactoren) en niet op kweekreactoren.

In ‘World Energy Assessment: Energy and the challenge of sustainability’, Hoofdstuk 5 pagina 138, staan enkele definities:

1. *Reserves*. ‘Reserves Proven reserves (of oil) are generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions’ (BP, 2001). De term ‘reserves’ is alleen toegepast op conventionele fossiele energiedragers en uranium: vandaar de titel boven de kolom ‘Conventionele reserves’.

2. *Voorraden*. Reserves en additionele voorraden vormen samen de ‘voorraden’ van een energiedrager. ‘Undiscovered resources are quantities expected or postulated to exist under analogous geologic conditions’. De ‘undiscovered resources’ zijn vertaald als additionele voorraden, omdat bij olie en gas alleen de *conventionele* reserves zijn beschouwd. Als je een term als ‘niet ontdekte voorraden’ zou gebruiken, zou je de ‘ontdekte’ onconventionele voorraden uitsluiten.

De voorraden omvatten, behalve de reserves, ook de additionele voorraden die zijn gedefinieerd als die hoeveelheden van een energiedrager die worden verwacht of gepostuleerd te bestaan onder analoge geologische condities waaronder de reserves zijn aangetoond..

3. *Speculatieve voorkomens*. ‘Other occurrences are materials that are too low-grade or for other reasons not considered technically or economically extractable’.

Speculatieve voorkomens zijn die hoeveelheden van een energiedrager die te laagwaardig zijn of om andere redenen niet technisch of economisch winbaar. Hiertoe behoren in het geval van gas de voorraden van gashydraten die worden aangetroffen op de oceaانبodem en in permafrostgebieden.

5. GRAAD VAN ENERGIEZELFVOORZIENING: NEDERLAND VERSUS EU15

De mate waarin een land energiezelfvoorzienend is wordt wel als maat gebruikt voor de voorzieningszekerheid⁸. Het Ministerie van EZ heeft ECN verzocht uit te zoeken hoe de energiezelfvoorziening van Nederland en de EU zich van 1960 tot nu heeft ontwikkeld.

Via de IEA-statistieken zijn vanaf 1960 per energiedrager gegevens beschikbaar over de productie, import, export, bunkers en voorraadmutaties. Daarmee is ook het totale verbruik binnenland (TVB) bekend. Bepaald is in welke mate de eigen productie voorziet in de vraag. In alle gevallen is de nucleaire energie beschouwd als eigen productie, dus onafhankelijk of een land al of niet eigen uraniumwinning heeft.

In onderstaande Tabel is opgenomen met welk percentage door de eigen productie kan worden voorzien in het TVB en in het verbruik van respectievelijk steenkool, olie en aardgas.

Tabel 5.1 *Verhouding tussen eigen productie en TVB [%]*

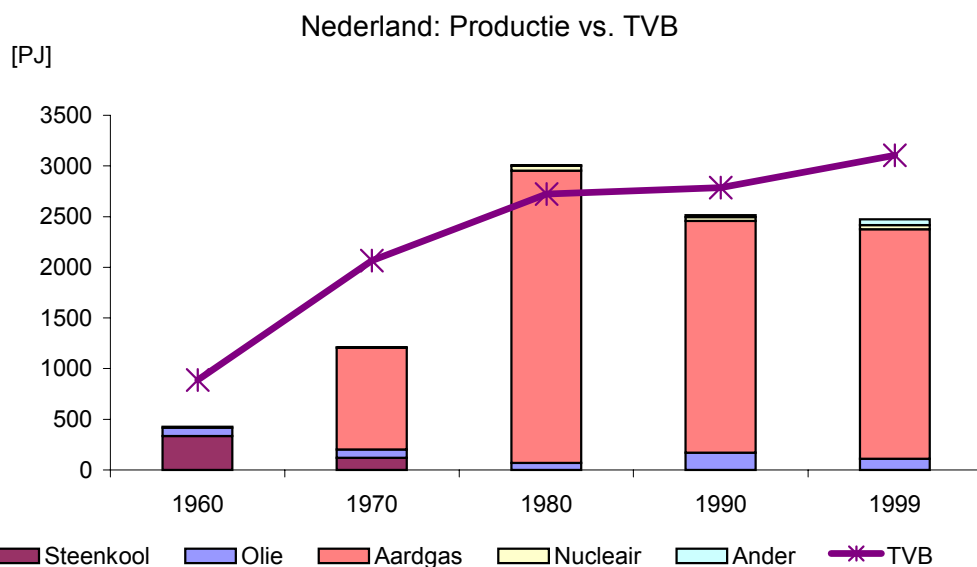
	1960	1970	1980	1990	1999
Nederland totaal	48.2	58.6	110.5	90.2	79.7
<i>Per brandstof:</i>					
Steenkool	80.3	60.0	0	0	0
Olie	17.9	6.7	5.5	16.5	9.3
Aardgas	98.1	155.5	226.4	177.3	156.5
EU15 totaal	65.1	40.2	48.1	53.7	53.4
<i>Per brandstof</i>					
Steenkool	91.9	86.5	82.3	69.7	52.7
Olie	8.2	3.0	15.6	22.1	28.6
Aardgas	100.1	97.6	74.1	59.4	56.5

De zelfvoorziening van Nederland is van 1960 tot 1980 toegenomen tot boven de 100% in 1980. Dit valt toe te schrijven aan de hoge productie van aardgas. Deze productie bereikte in 1980 een piek die ruim 2,2 maal de eigen behoefte aan aardgas bedroeg. Na 1980 is deze verhouding lager geworden.

Voor de EU geldt dat het aandeel van de eigen productie in het totaal verbruik tussen 1960 en 1970 aanzienlijk is gedaald. In 1970 was het minimum bereikt (40%). De eigen productie van brandstoffen hield geen gelijke tred met de snelle groei van het energiegebruik. Van 1970 tot 1990 is de zelfvoorzienendheid een stuk toegenomen, vooral door kernenergie en eigen productie van aardgas en olie. De verbetering is tussen 1990 en 1999 gestopt en heeft zich het laatste decennium gestabiliseerd op ruim 53%. Dit komt vooral door de afgenomen eigen productie van kolen. Voor olie geldt dat het aandeel ook van 1990 tot 2000 is gestegen. Volgens scenario analyses zal de zelfvoorzienendheid van de EU in de toekomst gaan afnemen.

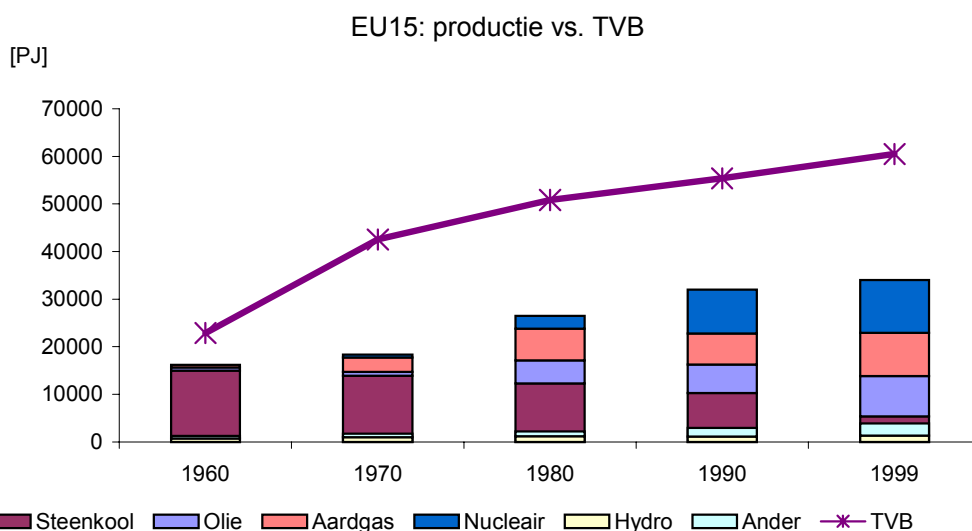
In onderstaande figuren is te zien hoe de productie zich verhoudt tot het Totaal Verbruik Binnenland, naast de drie brandstoffen zijn ook de aandelen van nucleair en andere vormen van energieopwekking (vooral duurzame energie) gegeven.

⁸ De term importafhankelijk wordt ook wel gehanteerd. Dit is het tegenovergestelde van zelfvoorzienendheid.



Figuur 5.1 Productie van energiedragers in relatie tot TVB voor Nederland

De productie van aardgas in Nederland is voor een belangrijk deel bestemd voor de export. In 1960 was dit slechts een fractie, maar in 1970 was het reeds 35% van de productie. In 1980 was het aandeel bijna 60%, de laatste jaren ligt het rond de 45%.



Figuur 5.2: Relatie tussen productie van energiedrager en TVB voor EU15

Uit Figuur 5.2 blijken duidelijk de veranderingen die zich in de loop van de jaren binnen de EU heeft voorgedaan, zoals de sterke afname van de productie van steenkool en de inzet van kern-energie. Duidelijk is ook de toename van de productie van olie en aardgas, vooral na 1990.

De EU zelf meldt dat de Europese zelfvoorzienendheid afneemt van 70% nu naar 50% in 2020. Het verschil tussen 53% en 70% komt voor rekening van het al of niet meetellen van Noorwegen (dus door OECD West Europa te hanteren in plaats van EU). Noorwegen heeft namelijk verhouding tussen productie en eigen verbruik van 8 (situatie 1998). Als Noorwegen wordt meegeteld ligt de zelfvoorzienendheid in 1999 op ruim 65%.

REFERENTIES

- Boonekamp, P. et al. (2002): *Besparingstrends 1990-2000 – besparing, instrumenten en effectiviteit*, ECN-C-02-015, Petten.
- Bosseboeuf, D., W. Eichhammer, B. Laillonne (2002): *Cross-country comparison on energy efficiency indicators – the Odyssee project Phase 6*, Ademe, France.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (1989): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*. Hannover, juni 1989.
- Canada's Oil Sands (2000): *A supply and Market Outlook to 2015*, oktober 2000. www.neb.gc.ca.
- Carson, M.M. (1997): *Natural gas central to world's energy mix*. Oil & Gas Journal, 11 augustus 1997, pp 37-47.
- Collet, T.S. et. al. (1998): *Hydrates contain vast store of world gas resources*. Oil & Gas Journal, 11 mei 1998, pp 90-95.
- ECN/RIVM (2002): *Referentieraming Energie en CO₂ 2001-2010*, ECN-C-02-010, Petten.
- Energy and utilities board (2001): *Alberta's reserves 2000 and supply/demand outlook 2001-2010*, Statistical Series 2001-98. www.eub.gov.ab.ca.
- Henriet, J.-P. et. al. (1998): *Gas hydrates, relevance to world margin stability and climate change*. The Geological Society, London.
- IIASA (2000): *Climate change and world energy*, IR-00-00t, 14 februari 2000, www.iiasa.ac.at.
- Inciarte, J. (1991): *Technology pushes Venezuela's heavy-oil projects ahead*. Oil & Gas Journal, 8 december 1997, pp 52-54.
- Linden, N.H. van der, J.P.M. Sijm, A.P.H. Dankers (2001): *De evenwichtsprijs voor emissiereductie-eenheden – een actualisatie naar aanleiding van recente ontwikkelingen*, Petten.
- P. Lako (2001): *Options for CO₂ sequestration and enhanced fuel supply*, ECN-C-01-113.
- Petroleum Economist*, augustus 2001, p. 43.
- USGS Digital Data Series 60, www.usgs.gov
- Warfield, G. (1995): *Oil, gas, coal, uranium, tar sand resource trends on rise*. Oil & Gas Journal, 4 september 1995, pp 104-111.
- WEC (1996), www.worldenergy.org
- Ybema, J.R., et.al. (2001): *Marginale CO₂-reductiekosten per sector voor de analyse van nationale emissiehandel*, ECN-C—01-074, Petten.