



ENERGIERAAD

BRANDSTOFMIX IN **BEWEGING**

Op zoek naar een goede balans

JANUARI 2008

DE ENERGIERAAD

De Energieraad, voluit 'Algemene Energieraad', adviseert de regering en het parlement over het te voeren energiebeleid. De Energieraad wil een gewetensfunctie vervullen ten behoeve van overheid en samenleving en een bijdrage leveren aan het maatschappelijke energiedebat, waarbij steeds het publieke belang centraal staat.

De Energieraad is onafhankelijk. De leden van de Raad worden benoemd op basis van hun deskundigheid en hun maatschappelijke kennis en ervaring. De Raad telt maximaal tien leden, die bij Koninklijk Besluit worden benoemd. Ze zijn afkomstig uit relevante maatschappelijke groeperingen, maar vervullen hun adviestaak op persoonlijke titel. De taken en positie van de Energieraad zijn wettelijk geregeld in de Wet op de Algemene Energieraad.

Energieraad
Adelheidstraat 8
Postbus 11723
2502 AS Den Haag
T 070 – 392 40 01
F 070 – 365 28 36
E info@energieraad.nl
I www.energieraad.nl

BRANDSTOFMIX IN BEWEGING

Den Haag, januari 2008

ISBN 978-90-74357-46-3

Ontwerp: LandofPlenty, Bergen (NH)
Drukkerwerk: VanDeventer, 's-Gravenzande

ALGEMENE ENERGIERAAD**VOORZITTER**

Ir. P.H. Vogtländer

RAADSLEDEN

prof. dr. J.C.J.M. van den Bergh

ir. M.E.E. Enthoven

prof.dr. J.G. van der Linde

mr. C. Trojan

drs. G.H.B. Verberg

H.C.W. Verhoeven - van Lierop

prof.dr.ir. M.P.C. Weijnen

ir. W.K. Wiechers

SECRETARIAAT

drs. H.E.G.D. Dunsbergen, secretaris

ir. F.W. de Haan, plv. secretaris

E.M.A. Bouwen

LEDEN VAN DE COMMISSIE

drs. G.H.B. Verberg (voorzitter commissie)

ir. W.K. Wiechers

prof.dr. J.G. van der Linde

prof.dr.ir. M.P.C. Weijnen

ir. W.K. Wiechers

ir. F.W. de Haan (secretariaat)

De commissie heeft dankbaar gebruik gemaakt van de inbreng van drs. A.L.F. van der Slot en dr. W.A. van den Berg van het adviesbureau Roland Berger.

Samenvatting, conclusies en aanbevelingen

7

1	Inleiding	13
1.1	Drie hoofddoelstellingen	13
1.2	Hoofdkwestie	13
1.3	Tijdhorizon, scenario's	13
2	Zorgt de markt voor de gewenste brandstofmix?	15
2.1	Hoofddoelstellingen van het energiebeleid	15
2.1.1	Betaalbaar	15
2.1.2	Betrouwbaar	18
2.1.3	Schoon	19
2.2	Wisselwerking tussen conflicterende hoofddoelstellingen	21
2.2.1	Geen energiebron zonder nadelen	22
2.2.2	Score van brandstoffen op betrouwbaar, betaalbaar en schoon	29
2.3	Marktwerking	31
2.4	Conclusies en aanbevelingen	37
3	Huidige productiepark	39
3.1	De Nederlandse energiehuishouding op hoofdlijnen	39
3.2	De elektriciteitsproductie	40
3.3	De brandstofmix van de elektriciteitsopwekking	43
3.4	Import, export en fysieke interconnectie	45
3.5	Conclusies en aanbevelingen	48
4	Ontwikkelingen in de periode tot 2020	49
4.1	De elektriciteitsvraag in de periode 2006-2020	49
4.2	Elektriciteitsproductie in de periode 2006-2020	51
4.2.1	Het uit bedrijf nemen van verouderd productievermogen	51
4.2.2	De geplande uitbreiding van grootschalig productievermogen	51
4.2.3	De ambities voor duurzame energieproductie	54
4.2.4	Kleinschalige productie	56
4.2.5	Het resulterende opgesteld vermogen	56
4.3	De elektriciteitsproductie in de periode 2006-2020	59

INHOUD

4.4	Analyse van de twee scenario's op grond van de drie beleidsdoelen	68
4.4.1	Betrouwbaar	68
4.4.2	Betaalbaar	70
4.4.3	Schoon	72
4.5	Conclusies en aanbevelingen	79
5	Ontwikkelingen in de periode 2020-2040	83
5.1	Elektriciteitsvraag en -aanbod	83
5.2	Opties voor het nog in te vullen productievermogen	84
5.2.1	Duurzaam	84
5.2.2	Niet-duurzaam	87
5.3	Evaluatie en onderlinge schikking van niet-duurzame opties	95
5.4	Conclusies en aanbevelingen	99
	BIJLAGE 1	103
	Adviesaanvraag	
	BIJLAGE 2	106
	Opgesteld elektrisch productievermogen per categorie	
	BIJLAGE 3	108
	Nieuwbouwplannen voor grootschalige energiecentrales in Nederland	
	BIJLAGE 4	110
	Enkele suggesties voor het besparen op elektriciteitsgebruik	
	BIJLAGE 5	119
	Opgesteld WWK vermogen in Nederland	
	BIJLAGE 6	122
	Publicaties van de afgelopen 10 jaar	



BRANDSTOFMIX IN BEWEGING



SAMENVATTING, CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

GEEN OPTIMALE BRANDSTOFMIX

De markt zorgt niet in alle opzichten voor een optimale brandstofmix in de energiehuishouding. Vooral in het zekerstellen van de voorzieningszekerheid op lange termijn schiet de markt tekort.

De markt stuurt, zonder belemmeringen, van nature aan op een brandstofmix in Nederland die niet veel afwijkt van die in het (omringende) buitenland. Dit is de beste manier voor opwekkers en afnemers om de risico's van brandstofprijswattingen te beheersen en zo hun concurrentiepositie te waarborgen.

Maatschappelijke en politieke voorkeuren veranderen in de tijd en zullen ook hun invloed hebben op wat onder een ideale of gewenste brandstofmix zal worden verstaan. In Nederland hebben we ook meer dan eens kunnen zien dat politieke afwegingen nadrukkelijk de brandstofmix hebben beïnvloed.

De Raad constateert dat op dit moment de Nederlandse elektriciteitsproductie door de huidige brandstofmix met een relatief grote inzet van gas en een gering percentage aan waterkracht en kernenergie mager scoort op het criterium betaalbaar, door het slinken van de Nederlandse gasvoorraden in steeds mindere mate zal voldoen aan het criterium betrouwbaar, en slecht scoort op het criterium schoon vanwege de relatief hoge CO₂-emissies per geproduceerde kilowattuur.

BEÏNVLOEDING BRANDSTOFMIX TOT 2020 NOG MAAR BEPERKT MOGELIJK

Het is niet mogelijk om de brandstofmix in Nederland te beïnvloeden door langjarige importen van elektriciteit uit het buitenland die geproduceerd is met een bepaalde brandstof. De EU regelgeving maakt het onmogelijk om de hiervoor benodigde transportcapaciteit langjarig te reserveren. Hierdoor wordt het onmogelijk om tegen concurrerende prijzen lange termijn contracten in het buitenland af te sluiten. Het is wenselijk om opnieuw te bezien of deze beperking in feite geen belemmering is voor een goede marktwerking.

Het brandstoffenbeleid in de elektriciteitsproductie moet altijd in samenhang met het beleid in de warmtelevering worden bezien. De groot-, middel- en kleinschalige gecombineerde productie van elektriciteit en warmte is nog

steeds de belangrijkste energiebesparingoptie. Het maximaal stimuleren hiervan blijft dan ook wenselijk – ook al vergroot of continueert dit de eenzijdige afhankelijkheid van gas in de brandstofmix. Het advies bevat concrete aanbevelingen hiertoe.

Gezien de ernst van de klimaatproblematiek zou naar de mening van de Raad terugdringen van de vraag naar energie prioriteit moeten krijgen boven alle andere maatregelen om de energiewaardering te verduurzamen en CO₂-emissies te reduceren. Ook bij maximale inspanning om de vraag naar elektriciteit te reduceren zal er toch sprake zijn van een toename van het elektriciteitsverbruik door de economische groei. De Raad schat deze toename op 1% per jaar waardoor het verbruik in 2020 uitkomt op 140 TWh.

In de periode tot 2020 is er meer dan voldoende productiecapaciteit om in deze vraag te voorzien op grond van de bestaande capaciteit, de (vrijwel) goedgekeurde nieuwbouwwerken, de beoogde uitbreiding van de duurzame productie en de ontwikkelingen in de markt van kleinschalige productie. De mogelijkheden om de brandstofmix nog te beïnvloeden zijn daarom gering. Het is onzeker hoeveel extra duurzame productiecapaciteit in deze periode beschikbaar komt. Het beïnvloeden van de brandstofmix via nieuwbouw zal dus vooral hierop gericht moeten zijn. Er is daarnaast (enige) ruimte om de brandstofmix te beïnvloeden door de bijdrage van de verschillende soorten centrales aan de totale vraag te sturen.

40% DUURZAME ELEKTRICITEIT IN 2020 NIET HAALBAAR

Gezien de kabinetsdoelstelling om 20% van de Nederlandse energiewaardering te verduurzamen zijn door de Raad twee scenario's onderzocht. Het eerste gaat ervan uit dat ieder sector zijn 20% aandeel levert in deze doelstelling, dus ook de elektriciteitsvoorziening (het 20% scenario). Het tweede veronderstelt dat dit in een aantal sectoren niet haalbaar is waardoor in de elektriciteitssector de lat hoger gelegd moet worden en 40% duurzaam zou moeten worden nagestreefd (het 40% scenario). Uit de uitwerking van deze scenario's komt het volgende naar voren:

Wind: Wanneer het geïnstalleerde volume aan wind een bepaald niveau overschrijdt ontstaan inpassingsproblemen, met name tijdens de daluren, welke niet alleen de leveringszekerheid negatief beïnvloeden, maar ook andere ongewenste neveneffecten hebben zoals het wegdrücken van WKK productie.

Deze problemen kunnen alleen worden opgelost door export of opslag. In welke mate buffering door export mogelijk is moet worden onderzocht maar de Raad schat de mogelijkheden hiervoor laag in omdat de ons omringende landen met dezelfde problematiek kampen. Het bouwen van opslag zou dus wel eens de enige mogelijkheid kunnen zijn maar heeft als bezwaar dat met opslag forse investeringen gemoeid zijn en hierbij grote verliezen optreden waardoor de kosten sterk stijgen.

Ruwe berekeningen geven aan dat het “prijskaartje” voor het 20% scenario kan oplopen tot euro 1 mrd/jaar en voor het 40% scenario tot euro 2 mrd/jaar.

Biomassa: De Raad is van mening dat de beschikbaarheid van duurzaam geproduceerde biomassa in de periode tot 2020 wordt overschat. Er zal meer vraag zijn dan aanbod en biomassa voor elektriciteitsproductie krijgt dan een lage prioriteit. Het voor het 20% scenario benodigde importvolume aan biomassa lijkt nog wel haalbaar. Het drievoudige importvolume benodigd voor het 40% scenario niet.

WKK en het gebruik van restwarmte: Zoals reeds genoemd kan een hoge duurzaamheidsdoelstelling de effectiviteit van het besparingsbeleid in de weg staan doordat WKK productie wordt weggedrukt. Gezien ons standpunt dat energiebesparing de eerste prioriteit heeft moet dit worden voorkomen. Het beleid zou er eerder op gericht moeten zijn de benutting van restwarmte te stimuleren door:

- Het (financieel) stimuleren van de inzet van bestaande WKK-installaties
- Een verdere uitbreiding van warmte-infrastructuur in de omgeving van bestaande centrales

Dit kan worden gezien als het leveren van een bijdrage aan het verduurzamen van het energieverbruik in de warmtesector

Op grond van deze overwegingen concludeert de Raad het 40% scenario als niet haalbaar moet worden aangemerkt. Indien de andere sectoren van de energiehuishouding niet in staat blijken te zijn om hun bijdrage te leveren aan de 20% duurzaam doelstelling moet dus betwijfeld worden of deze haalbaar is.

Ook het realiseren van de 30% CO₂-reductie lijkt met de resultaten van de gepresenteerde scenario's alleen mogelijk indien tientallen miljoenen tonnen CO₂-rechten in het buitenland worden aangekocht. De vraag is of deze hoeveelheden beschikbaar zijn.

DOELSTELLINGEN ALLEEN HAALBAAR IN INTERNATIONAAL VERBAND

Het zal duidelijk zijn dat het beleid om de duurzaamheidsdoelstelling voor de electriciteitsproductie te bereiken in een vrije Europese markt zorgvuldig moet worden afgestemd op wat er in andere EU landen gebeurt. Uit dit advies blijkt dat met dit beleid aanzienlijke extra kosten gemoeid zijn. Met de dekking hiervan zal zorgvuldig moeten worden omgegaan. Investeerders zullen in een vrije markt niet snel tot investeringen overgaan die in feite onrendabel zijn. Dergelijke investeringen eenzijdig via wet- en regelgeving afdwingen leidt snel tot uitwijkgedrag. Het afdekken van de onrendabele top van de noodzakelijk investeringen middels stimuleringsmaatregelen zal moeten voldoen aan eisen die de EU zal stellen. Dit vergt goede motiveringen en het plaatsen van deze beleidsvoornemens binnen de EU-beleidskaders op dit gebied. Zowel wet- en regelgeving als stimuleringsmaatregelen kunnen dus alleen effectief zijn als er op EU niveau goede afspraken worden gemaakt over de te nemen maatregelen zodat het speelveld niet (verder)ongelijk wordt gemaakt.

Kijkend naar de mogelijke uitkomsten van de brandstofmix in 2020 concludeert de Raad dat Nederland slecht zal blijven scoren op de doelstelling “betaalbaar” t.o.v landen met een hoger percentage waterkracht en kernenergie, dit in verband met de lage (marginale)kosten van deze vormen van energie. Dit betekent dat de concurrentiepositie van de energie intensieve bedrijven moeilijk zal blijven maar dat ook overige energiegebruikers met hogere rekeningen worden geconfronteerd dan die in het buitenland

AANVULLEND BELEID VOOR GAS EN CCS NOODZAKELIJK

Tot en ook na 2020 zal de energievoorziening in Nederland in belangrijke mate gebaseerd blijven op gas. Gezien de potentiële kwetsbaarheid die dit op langere termijn met zich mee brengt voor gasimport uit geopolitiek minder stabiele gebieden is het gewenst om:

1. het beleid voor gasproductie, import en export opnieuw te heroverwegen met als doel de Nederlandse gasreserves voor langere tijd te conserveren;
2. te bezien of het bestaande beleidskader voor de realisatie van voldoende opslagmogelijkheden van aardgas in aardgasvelden – voor zowel flexibiliteit als voor strategische voorraad doeleinden – adequaat en stimulerend is;

3. na te gaan of aardgasvelden en aquifers in voldoende mate geschikt zijn om CO₂ op te slaan zonder de hierboven genoemde opslag van aardgas negatief te beïnvloeden.

In verband met het grote belang van CCS zal er een raamwerk moeten worden ontwikkeld voor de opslag van CO₂ en de daaraan verbonden korte en lange termijn juridische verantwoordelijkheden en risico's.

Deze zullen hoogstwaarschijnlijk door de overheid moeten worden overgenomen omdat anders CCS niet van de grond zal komen.

ALLE BESCHIKBARE BRANDSTOFOPTIES OPENHOUDEN

De Raad is van mening dat indien meer duurzame productie niet haalbaar of betaalbaar is en meer kolengestookte productie met CCS niet wenselijk of internationaal concurrerend is, in een toekomstige brandstofmix een verhoogd aandeel kernenergie serieus in ogenschouw moet worden genomen, zowel uit oogpunt van betaalbaarheid als dat van betrouwbaarheid (afhankelijkheid) als ook vanwege de verwaarloosbare CO₂-uitstoot en de beheersbare veiligheidsaspecten.

De Raad constateert dat het invullen van de productiecapaciteit vooral na 2020 op dit moment nog met zoveel risico's en onzekerheden is omgeven, dat het, om in de periode na 2020 te kunnen voldoen aan de doelstellingen voor klimaat, betrouwbaarheid en betaalbaarheid, noodzakelijk is aan alle beschikbare opties, ook die van de groep niet-duurzame energiebronnen, intensief te werken en in het relatief korte traject naar 2020 de aan elke optie verbonden risico's, nadelen en onzekerheden verder te verminderen.

Dit impliceert dat naast de in gang gezette activiteiten voor kolen, CCS, biomassa, zon en wind ook volwaardig gewerkt moet worden aan de optie kernenergie om een volgend kabinet in staat te stellen op een verantwoorde wijze en tijdig de verschillende opties tegen elkaar af te wegen en een besluit te nemen hoe de doelstellingen op langere termijn het beste binnen bereik kunnen worden gebracht.

INLEIDING

1

1.1 DRIE HOOFDDOELSTELLINGEN

Gedurende meerdere decennia, in feite sinds het uitbrengen door de toenmalige Minister van Economische Zaken Lubbers van de Energienota in september 1974 naar aanleiding van de eerste oliecrisis in 1973/1974, berust het energiebeleid op drie pilaren te weten *betaalbaar*, *betrouwbaar* en *schoon* (hierna te noemen BBS-hoofddoelstellingen). In het laatste decennium van de vorige eeuw en het begin van de huidige eeuw werd daarbij een *planmatige aanpak in samenwerking* vervangen door een aanpak waarin *liberalisering*, *marktwerking* en *privatisering* de sleutelwoorden vormen.

De concrete verwoording en invulling van de drie pijlers wijzigde met de opeenvolgende kabinetten, alsook de accenten op de drie beleidsdoelinden. Voortschrijdend inzicht, gewijzigde externe of interne omstandigheden, nieuwe (technische) mogelijkheden en veranderende politieke voorkeuren zoals die in achtereenvolgende kabinetten tot uitdrukking kwamen noopten daartoe.

Niettemin zijn de drie hoofddoelstellingen immer de kern gebleven waarop het Nederlands energiebeleid rust. In de adviesaanvraag van 10 juli 2006, inzake de in Nederland gewenste brandstof mix voor de elektriciteitsproductie komt dat ook helder tot uitdrukking. De drie hoofddoelstellingen *betaalbaar*, *betrouwbaar* en *schoon* zijn dan ook de basis van dit advies.

1.2 HOOFDKWESTIE

Met in achtneming van de verdere elementen uit de adviesaanvraag heeft de Raad zich over de hoofdkwestie gebogen: is er een gewenste, optimale brandstof mix voor de elektriciteitsopwekking te adviseren die voldoende tegemoet komt aan de doelstellingen ‘betaalbaar, betrouwbaar en schoon’.

1.3 TIJDHORIZON EN SCENARIO'S

Gedurende het uitwerken van het advies is de raad tot de conclusie gekomen dat er een dubbele tijdshorizon gehanteerd dient te worden. Een horizon die strekt tot 2020 conform het verzoek in de adviesaanvraag en een horizon die strekt tot 2040.

De reden daarvoor is dat uit de analyse van de raad blijkt dat de huidige brandstofmix, mede door de levensduur van het huidige park en de nu reeds voorgenomen investeringen daarin, vrijwel ingevuld is tot 2020. Daarna komt er meer beïnvloedbare ruimte door het amoveren van capaciteit en voortgaande groei van de vraag naar elektriciteit. Het is wel zaak nu reeds maatregelen te nemen om, indien gewenst, de ontwikkelingen in de brandstofmix tegen die tijd te kunnen beïnvloeden.

Om te kunnen schetsen wat de autonome ontwikkelingen zijn in de brandstofmix, en wat het effect is van sturing door beleidsmaatregelen maakt het advies gebruik van scenario's.

ZORGT DE MARKT VOOR DE GEWENSTE BRANDSTOFMIX?

2

Gegeven de geliberaliseerde energiemarkt komen er a-priori vragen op die ook door de Minister in zijn adviesaanvraag zijn geadresseerd. Waarom zou de overheid zich moeten bezig houden met de brandstofmix en laat ze deze niet over aan de marktkrachten. Is er sprake van marktfalen dat de brandstofmix beïnvloedt? En als de overheid ingrijpt in de markt, welke risico's van overheidsfalen zouden dan onder ogen moeten worden gezien? En als dan tot een voorkeur voor een brandstofmix wordt gekomen van de kant van de overheid, hoe dient die dan te worden geïmplementeerd gegeven het feit dat de geliberaliseerde energiemarkt geen ruimte laat voor een aanpak zoals voorheen in de vorm van het Elektriciteitsplan tot stand kwam én kon worden uitgevoerd.

Alvorens op de vraag in te kunnen gaan of marktwerking vanzelf leidt tot de ideale gewenste brandstofmix, is het noodzakelijk nader in te gaan op de drie hoofddoelstellingen van het energiebeleid: betaalbaar, betrouwbaar en schoon. Immers, de definiëring of invulling van de drie doelstellingen zelf zijn bepalend voor wat als een ideale of gewenste brandstofmix kan worden aangemerkt. Daarin zal een weging van de drie pijlers van het beleid onderling om tot een goede balans te komen tussen BBS een belangrijke rol spelen. Tegelijkertijd realiseert de Raad zich dat deze weging dynamisch is en in de tijd de balans kan veranderen. Tegen de achtergrond hiervan kan vervolgens worden beoordeeld in hoeverre de markt zijn werk zal doen of dat bijsturing door de overheid wenselijk is.

2.1 HOOFDDOELSTELLINGEN VAN HET ENERGIEBELEID

2.1.1 BETAALBAAR

Bij het beoordelen van de prijs van energie spelen drie aspecten een rol:

- het absolute niveau van de prijs,
- de prijs in Nederland vergeleken met die in het omringende buitenland,
- de prijsvolatiliteit.

CONSUMENTEN

onsument lijkt de absolute prijs het meest bepalend. Pas indien energieprijzen stijgen tot een niveau waarop energiegebruik een te groot beslag gaat leggen op het besteedbaar inkomen ontstaat er onrust in de markt en de politiek. Zo lang dit niet het geval is lijkt de individuele

consument passief te reageren op prijsfluctuaties in de energiemarkt en zijn vergelijkingen met prijzen in het buitenland van beperkte waarde. Meerdere overheden, de Nederlandse niet in het minst, hebben aanzienlijke belastingen en heffingen op energie ingevoerd. Argument hiervoor was het bevorderen van verantwoord energiegebruik. In hoeverre door deze belastingdruk, die bijvoorbeeld in Nederland energieprijzen voor de individuele consument bijna heeft verdubbeld, hieraan is bijgedragen is moeilijk aantoonbaar. Energie is een basisbehoefte en heeft daarmee een lage prijselasticiteit.

Ziet men dit als onderdeel van vergroening van het belastingstelsel bij gelijkblijvende belastingdruk dan is dit desalniettemin verdedigbaar. Duidelijk is wel gebleken dat de daaruit resulterende hoge consumentenprijzen door de gemiddelde consument voorshands niet breed als negatief beoordeeld worden uit het oogpunt van betaalbaarheid.

INDUSTRIE

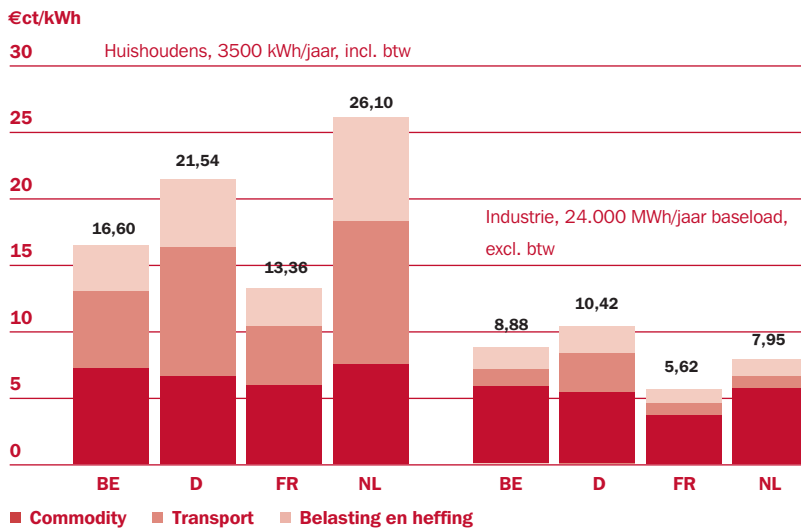
Voor de industrie gaat het bij betaalbaar niet zozeer om het absolute prijsniveau maar om de verhouding tussen de prijzen hier en de prijzen die concurrenten moeten betalen. In de praktijk betekent dit voor de bedrijven die concurreren met bedrijven uit het omringende buitenland dat vooral het prijsniveau in Nederland vergeleken met dat in het omringende buitenland van belang is. Voor mondiaal concurrerende energie-intensieve bedrijfstakken is de verhouding tussen de prijzen in Nederland en die elders op de wereld bepalend voor de vraag hoe energie in Nederland scoort op betaalbaarheid.

Nederland kent een klein verschil tussen basis elektriciteitsprijs en de marktprijs, in 2005 ongeveer €6,5/MWh. Dit wordt met name veroorzaakt door een relatief grote marktliquiditeit (zeker in vergelijking tot Frankrijk en België) en het oligopolistische karakter van de Nederlandse markt. In Frankrijk is deze marge groter, in 2005 ongeveer €14/ MWh. Dit houdt tevens in dat grootverbruikers in een-op-een-contracten een lagere prijs kunnen bedingen.

Onderstaande figuur laat zien dat er voor de industrie en voor de consument grote verschillen zijn tussen landen in zowel de kostprijs, de kosten voor

transport als in de belastingen en heffingen. Met name Frankrijk scoort goed op betaalbaarheid. Dit is maar voor een beperkt deel een gevolg van de lagere prijs voor de commodity (de productieprijs) maar waar het de prijs voor consumenten betreft is dit vooral een gevolg van de verschillen in de belastingen en heffingen en de transport- en distributiekosten. Overigens wordt in onderstaande grafiek niet de situatie gepresenteerd met betrekking tot de zogenaamde lange termijn contracten die de veelal energie-intensieve industrie een-op-een met elektriciteitsproducenten afsluit. Deze contracten kennen contractprijzen die lager liggen dan de hier gepresenteerde prijzen voor de industrie.

Figuur 1: Opbouw van de elektriciteitsprijs (indicatief) voor België, Duitsland, Frankrijk en Nederland.¹



¹ Eindgebruikerprijzen voor 2007 zijn ontleend aan Eurostat; commodityprijzen op basis van gemiddelde prijzen voor jaarcontracten 2007, genoteerd in 2006; voor België zijn de commodityprijzen geschat. Bron: Fact finding kernenergie, ECN, 2007.

VOLATILITEIT

De volatiliteit van de prijzen is tenslotte een apart aspect in het beoordelen van betaalbaarheid door zowel individuele consumenten als het bedrijfsleven. In 2006 deed de oud president van de Federal Reserve Bank van de V.S., de heer Greenspan, nog de veelbetekenende uitspraak dat de (V.S.-)economie beter bestand is tegen sterk stijgende energieprijzen dan tegen sterk volatiele energieprijzen.²

Gas is de brandstof voor de elektriciteitsopwekking met de hoogste prijsvolatiliteit. Dit is een gevolg van de beperkte opslagmogelijkheden van gas. Overschotten en tekorten op de gasmarkt leiden hierdoor tot grote prijsfluctuaties, ook als deze kortstondig en beperkt zijn. Greenspan wees er al op dat de volatiliteit van de gasprijs (in de V.S.) veel groter is dan die van de olieprijs. Dit ligt ook voor de hand want olie kan beter worden opgeslagen dan gas hetgeen dempend werkt op prijsfluctuaties. 'Gas-to-gas-competition', zoals die reeds langer bestaat in de V.S. en de U.K. vergroot de volatiliteit ten opzichte van de situatie in markten waarin de gasprijs veelal gekoppeld is aan de minder fluctuerende olieprijsen..

Als gevolg hiervan is de volatiliteit van gasprijzen met volledige 'gas-to-gas-competition' groter dan de volatiliteit van de aardgasprijzen op het Europese continent, waar de aardgascontracten (nog) in hoge mate prijsformules hanteren waarin koppelingen met prijzen van aardolieproducten zijn toegepast.³

2.1.2 BETROUWBAAR

Bij betrouwbaar moet een onderscheid worden gemaakt tussen leveringszekerheid (storingen van korte duur die kunnen ontstaan door uitval van centrales of netverbindingen) en voorzieningszekerheid (storingen door tekorten aan brandstoffen als gevolg van structurele schaarste, geopolitieke instabiliteiten of afhankelijkheid van problematische aanvoerroutes). Eerdere adviezen van de AER en AER/AIV zijn hierbij als uitgangspunt genomen.⁴

2 Bron: Greenspan, zie bijvoorbeeld de uitspraken ten overstaan van het Center for Strategic & International Studies, op www.usinfo.state.gov

3 Bron: CIEP

4 Gas voor morgen, Algemene Energieraad, 2005. Energiek buitenlands beleid, Algemene Energieraad / Adviesraad Internationale Vraagstukken, 2005

In het kader van dit advies zal vrijwel alleen naar de voorzieningszekerheid worden gekeken. Leveringszekerheid is immers maar in beperkte mate afhankelijk van de brandstofmix en kan door te investeren in voldoende technische overcapaciteit op ieder gewenst niveau worden gebracht.⁵ In zijn algemeenheid is het crisismanagementbeleid, gericht op het beperken van effecten van onderbrekingen in de energietoevoer, hier buiten beschouwing gebleven.

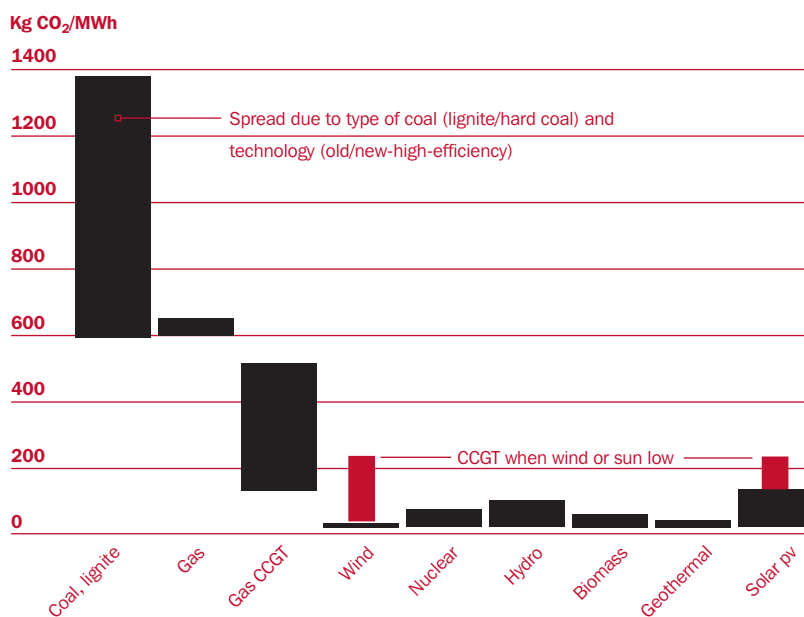
2.1.3 SCHOON

Bij schoon gaat het om een groot aantal aspecten:

- uitstoot van CO₂, NO_x-uitstoot en stof,
- thermische verontreiniging van oppervlaktewater, horizonvervuiling,
- radioactief afval.

In een geobjectieerde integrale vergelijking tussen de verschillende brandstoffen en opwekmethode zouden al deze aspecten moeten worden meegewogen. In de praktijk is dit ondoenlijk door onvolledige kwantificering of monetarisering; er hangen geen prijskaartjes aan. In dit advies zal bij het beoordelen van schoon het accent gelegd worden op CO₂-uitstoot, NO_x-emissies, thermische verontreiniging en stofuitstoot zijn betaalbaar tot aanvaardbaar geachte niveaus terug te dringen. Horizonvervuiling is een nauwelijks objectiveerbaar aspect en radioactief afval is alleen bij de kernenergie aan de orde (overigens komt radioactiviteit ook voor bij kolenstook en – in mindere mate – gasstook).

Onderstaande figuur geeft de CO₂-emissies weer van de verschillende opwekmethode. Voor de intermitterende opwekmethode, wind en zonnepanelen, is tevens aangegeven wat de CO₂-emissies zijn met inachtneming van de opwekking die moet bijspringen in die periodes waarin wind of zon ontbreken. De referentie voor dit laatste is de *Combined Cycle Gas Turbine* (CCGT): een efficiënte opwekmethode op basis van gas, waarbij door middel van een extra stoomturbine ook de warmte van de afgassen gebruikt worden om elektriciteit op te wekken.

Figuur 1: relatieve CO₂-emissie van verschillende opwekmethoden⁶

Nederland kent ondanks het hoge aandeel van het relatief schone gas toch hoge specifieke CO₂-emissies voor de elektriciteitsopwekking. De verklaring daarvoor is het vrijwel ontbreken van zowel waterkracht als kernenergie. Onderstaande tabel vergelijkt voor een aantal landen de CO₂-emissies per MWh.

Tabel 1: CO₂-emissies van elektriciteitsopwekking in verschillende landen⁷

	VS	Nederland	Duitsland	UK	Japan	Frankrijk
CO ₂ -emissies van elektriciteitsopwekking [kg CO ₂ /MWh], 2004	494	468	456	443	382	73

6

Bron: WEC, IEA, Meier.

7

Bron: Roland Berger

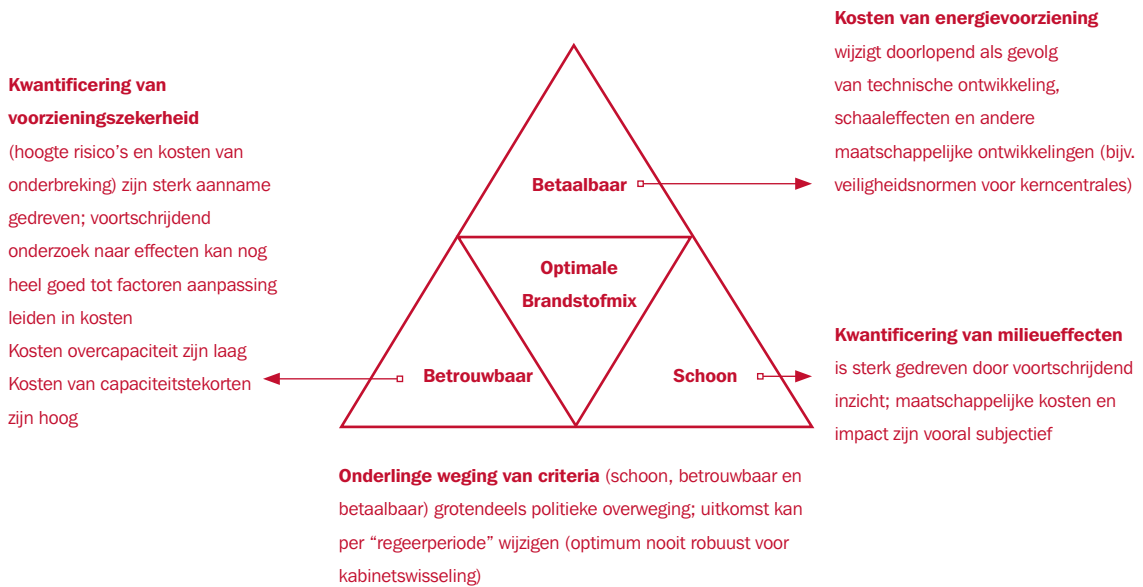
2.2 WISSELWERKING TUSSEN CONFLICTERENDE HOOFDDOELSTELLINGEN

In de wisselwerking tussen vaak conflicterende hoofddoelstellingen spelen de volgende zaken een rol:

- het ontbreken van heldere **prij斯卡artjes** hangende aan de drie hoofddoelstellingen,
- de afweging die steeds gemaakt moet worden tussen de drie veelal **conflicterende hoofddoelstellingen**,
- het feit dat de gewichten die aan onderscheidene doelstellingen worden gehecht **in de tijd en omstandigheden kunnen wijzigen**: het eerder genoemde veranderen van maatschappelijke en politieke voorkeuren, deels voortkomende uit voortschrijdende kennis, zoals inzake de effecten van CO₂ in de atmosfeer.

Zou bijvoorbeeld alleen de doelstelling *schoon* van belang zijn, dan zou – zolang echte duurzame opties niet in voldoende mate beschikbaar zijn – gas hoge ogen gooien. Maar dat gas wel zeker CO₂-uitstoot veroorzaakt wordt duidelijk als men de CO₂-uitstoot per kilowattuur in Nederland vergelijkt met die in Frankrijk. Wordt echter de inzet van meer gas afgemeten aan *voorzieningszekerheid* -als een nadere invulling van betrouwbaar-, dan zal duidelijk zijn dat met die maatstaf de brandstofmix er, zeker over langere termijn bezien, niet op vooruit zou gaan. Zouden wij alleen duurzaam inzetten dan zal de hoofddoelstelling betaalbaar niet gediend worden op de korte en midden lange termijn. Tussen de drie doelstellingen die voor het energiebeleid gehanteerd worden bestaat derhalve een wisselwerking, die noopt tot een zorgvuldige afweging.

Figuur 2: De optimale brandstofmix is kwantitatief nauwelijks vast te stellen door de vele onzekerheden en aannames



2.2.1 GEEN ENERGIEBRON ZONDER NADELEN

De spreiding van de winningsgebieden, de aanvoerlijnen, alsmede de spelers (zowel marktpartijen als staten als hybride entiteiten) in de wereldmarkt lopen nogal uiteen voor de verschillende brandstoffen en de daaraan gerelateerde opwekmethoden. In recente adviezen⁸ is daar uitvoerig op ingegaan, maar ook in recente nota's van bijvoorbeeld het Ministerie van Economische Zaken en van de Europese Commissie.⁹ Hier wordt volstaan met het verwijzen daarnaar.

8 Zie bijvoorbeeld de adviezen van de AER (Gas voor morgen) en de AER/AIV (Energiek buitenlands beleid)

9 Groenboek van de Commissie van 8 maart 2006: Een Europese strategie voor duurzame, concurrerende en continu geleverde energie voor Europa, COM(2006) 105

Kern is echter:

- dat **aardgas**voorkomens in een beperkt aantal landen zijn geconcentreerd, en bovendien dat landen met grote reserves vaak ook landen zijn waarvan de politieke stabiliteit betwijfeld kan worden;
- dat **kolen** uitbundig op de wereld voorkomen en dat bovendien de voorkomens over een relatief groot aantal landen gespreid zijn, meerdere daarvan met politieke structuren die vertrouwen hebben. Echter kolen zijn met de huidige daaraan gerelateerde opwekmethode tegelijkertijd de grootste vervuilers;¹⁰
- dat **olie** voor elektriciteitsopwekking in Nederland en de rest van Europa niet relevant is en overigens dezelfde karakteristiek heeft als aardgas, zij het dat het voor een deel niet dezelfde set van landen is waar de grote voorraden zijn gevonden. Op de terreinen schoon en betaalbaar (dit laatste voor zover bepaald door de efficiëntie van opwekmethode, qua prijs blijken olie en gasprijzen in hoge mate gecorreleerd te zijn) scoort olie echter beduidend slechter dan gas;
- dat **kernenergie** zwakke punten heeft inzake de veiligheid, de (non-)proliferatie en de definitieve opslag van kernafval. De lage CO₂-uitstoot van kernenergie, zelfs als men de uitstoot van de gehele levenscyclus in ogenschouw neemt, leidt tot een goede score op dat punt op de hoofddoelstelling schoon.
- dat ondanks de voortgang geboekt op het terrein van **duurzame energie**, en de hoge groeivoeten (maar een klein startvolume) die bereikt worden ten aanzien van de marktintroductie, de verschillende vormen van duurzame energie nog een relatief lange ontwikkelingstijd nodig hebben voordat deze in volle omvang op commerciële leest in een geliberaliseerde markt de plaats kunnen innemen van de meer traditionele opwekmethode.

¹⁰ Nieuwe technologieën staan op het punt van doorbreken. Daardoor zou de huidige relatief slechte score van kolen op de doelstelling schoon sterk kunnen verbeteren, maar het zijn technieken die naar verwachting pas in het derde of vierde decennium van deze eeuw tot de bewezen en dus technisch betrouwbare technieken gerekend kunnen worden

DUURZAAM

De binnenlandse productie van duurzame energie steeg in 2005 naar 2,4%, in 2004 bedroeg dit 1,8%.¹¹ Met name biomassabijstook en windenergie droegen hier aan bij. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de binnenlands voortgebrachte bronnen en hun aandeel.

Bij duurzame energie gaan middelen zowel naar de innovaties als de grootschalige toepassing. Bestedingen aan innovaties, R&D, richten zich mede op de economische baten die duurzame energie zou kunnen hebben: industriële kansen in deze sector in Nederland. Voor het bevorderen van grootschalige toepassing is vooral de MEP een belangrijk instrument geweest. In een recent advies pleit de Energieraad als het om CO₂-reductie gaat voor verplichtingen, mits zij verhandelbaar zijn.¹² Eventueel kan een te grote onrendabele top weggenomen worden door subsidies.

Naast biomassa, dat in de volgende paragraaf aan de orde komt, speelt wind in de meeste scenario's een grote rol. Zo zou wind volgens schattingen op land tot 4000MW, en wind op zee tot 6000MW kunnen groeien. Plannen als het energie-eiland zouden kunnen helpen problemen rond intermittentie te ondervangen.¹³ Ten slotte kan door de aanleg van de NorNed kabelverbinding met Noorwegen de import van waterkracht een rol van betekenis gaan spelen in het verduurzamen van de Nederlandse elektriciteitsproductie.

BIOMASSA

Er spelen op dit moment drie motieven om biomassa in te zetten in de energievoorziening: de klimaatproblematiek, de voorzieningszekerheid en de economische kansen voor de (agro)-industrie. Grootschalige inzet van biomassa kan echter negatieve gevolgen hebben voor het behoud van biodiversiteit en de voedselvoorziening in ontwikkelingslanden en is ook uit oogpunt van de zgn. broeikasgasbalans als "duurzame" brandstof niet onomstreden.¹⁴ Daarom gaat de Raad wat dieper op dit onderwerp in.

- 11 Uitgedrukt in vermeden primaire energie, percentages ten opzichte van het totale energieverbruik in Nederland. Bron: *Duurzame energie in Nederland 2005*, CBS 2006
- 12 *Brandstofmix in beweging*, AER, 2007
- 13 *Energie-eiland haalbaarheidsstudie fase 1*, KEMA Lieveense, juli 2007
- 14 *Nederland en een duurzame wereld -Tweede Duurzaamheidsverkenning MNP*, Nov. 2007

Figuur 2: Duurzame energie uit binnenlandse bronnen in vermeden primaire energie en vermeden CO₂.

Bron	1990	1995	2000	2003	2004	2005*	2005*
	PJ						Aandeel binnen duurzame energie (%)
Waterkracht	0,8	0,8	1,2	0,6	0,8	0,7	0,9
Windenergie	0,5	2,8	6,9	11,1	15,6	17,3	21,8
Zon-fotovoltaïsch	0,0	0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4
Zon-thermisch	0,1	0,2	0,4	0,6	0,7	0,7	0,9
Warmtepompen	–	0,1	0,4	0,7	0,9	1,2	1,5
Warmte- koudeopslag	0,0	0,0	0,3	0,7	0,8	0,9	1,1
Afvalverbrandingsinstallaties	6,1	6,1	11,4	11,5	11,2	11,9	15,0
Bij- en meestoken biomassa in centrales	–	0,0	1,9	7,1	14,1	29,4	37,1
Houtkachels voor warmte bij bedrijven	1,7	2,0	2,0	1,8	1,7	1,8	2,3
Houtkachels bij huishoudens	6,2	5,3	5,7	5,5	5,5	5,5	6,9
Overige biomassaverbranding	0,6	0,7	2,4	3,1	4,1	4,5	5,7
Stortgas	0,3	2,1	2,0	1,9	1,7	1,6	2,0
Biogas uit rioolwaterzuiveringsinstallaties	1,9	2,2	2,3	2,3	2,3	2,1	2,7
Overig biogas	0,5	0,8	1,0	1,1	1,2	1,2	1,6
Energievorm							
Electriciteitsproductie	6,4	10,8	22,2	31,3	42,2	59,5	75,1
Electriciteitsbesparing	0,0	0,0	0,3	0,6	0,7	0,7	0,9
Warmteproductie	10,8	10,5	13,5	14,9	16,3	17,5	22,0
Gasproductie	1,4	1,9	1,9	1,5	1,7	1,6	2,0
Totaal duurzame energie	18,6	23,1	37,9	48,4	60,9	79,3	100,0
Totaal energieverbruik in Nederland(3)	2 702	2 964	3 065	3 248	3 314	3 314	
Aandeel duurzame energie in de energievoorziening (%)	0,7	0,8	1,2	1,5	1,8	2,4	
Vermeden CO ₂ duurzame energie (kton)(1)	1 148	1 470	2 504	3 428	4 389	5 851	
Totale CO ₂ emissie in Nederland (Mton)(2)	158	169	169	177	179	175	
Vermeden CO ₂ duurzame energie (% totale CO ₂ emissie)(1)(2)	0,7	0,9	1,5	1,9	2,5	3,3	

1) Berekend volgens het Protocol Duurzame Energie (SenterNovem, 2004).

2) Berekend volgens de definities van het Kyoto Protocol. De recente herziening van de CO₂-emissiecijfers ten gevolge van met name een hogere emissiefactor voor aardgas is hierin nog niet meegenomen, omdat deze hogere emissiefactor ook nog niet is meegenomen in de vermeden CO₂ berekeningen van de duurzameenergiestatistiek.

3) Verbruiksaldo van het totaal van alle energiedragers uit de Nederlandse Energiehuishouding (NEH).

Bij de toepassing van biomassa wordt vaak de volgende prioriteiten-ladder gebruikt:

1. inzet als grondstof in de industrie (vervanging van aardolie en aardgas)
2. omzetten in groen gas (vervanging van aardgas)
3. inzet als brandstof in de transportsector (vervanging van aardolie)
4. meestoken bij de opwekking van electriciteit en warmte.

In de recent uitgekomen Overheidsvisie op de bio-based economy¹⁵ wordt een soortgelijke benadering gehanteerd met een “waarde piramide” voor de toegevoegde waarde van landbouwproducten, waarbij aan meestoken de laagste toegevoegde waarde wordt toegekend.

Strikt genomen is het meestoken van biomassa (mits het CO₂-rendement hoog genoeg is) uit oogpunt van kosten en broeikasgasbalans te prefereren boven de inzet als biobrandstof voor de transportsector. De noodzaak om ook vanuit de transportsector substantieel te gaan bijdragen aan CO₂-reductie, de in vergelijking met centrales beperkte mogelijkheden om daar op korte termijn via bronbeleid tot flinke CO₂-reducties te komen, de behoefte aan de snelle invoering van CO₂-arme brandstoffen, en de verwachting dat de gebruiker bereid zal zijn om de hogere prijs voor die biobrandstof te betalen, hebben er evenwel toe geleid dat er de komende decennia een hogere prioriteit aan biobrandstof voor transport wordt gegeven, dan aan meestook.

Er is in het EU-beleid voor gekozen om via een oplopend bijmengingspercentage biomassa (tot 10% in 2020) in te zetten in de transportsector, wat al een grote opgave is. Daarvoor moet voorlopig gebruik worden gemaakt van hoofdzakelijk uit voedingsgewassen geteelde biobrandstoffen (de zogenaamde eerste generatie), die meestal ongunstig scoren op de broeikasgasbalans en nadelige effecten kunnen hebben voor biodiversiteit en voedselvoorziening en/of voedselprijzen, omdat zij op de productieve landbouwgronden moeten worden geproduceerd. Na 2020 komen naar verwachting zogenaamde tweede- generatie (ligno-cellulose) biobrandstoffen op de markt beschikbaar, die deze nadelen in veel mindere mate kennen.

15

Overheidsvisie op de bio-based economy in de energietransitie, Okt. 2007

Nederland wil nog verder gaan en onderzoekt volgens het Werkprogramma Schoon en Zuinig de mogelijkheid om in 2020 al 20% biobrandstoffen te kunnen inzetten in het transport. Dit beleid zal tot gevolg hebben dat er voorlopig slechts een beperkte hoeveelheid biomassa duurzaam verantwoord kan worden ingezet voor meestoken in centrales, omdat bepaalde vormen die voor meestook kunnen worden benut, zullen moeten worden gebruikt voor de productie van biobrandstoffen voor het verkeer.

Er bestaan op dit moment grote onzekerheden over de totale hoeveelheid duurzaam verantwoord beschikbare biomassa in verband met discrepanties in de verwachtingen over het landgebruik, beperkingen vanuit behoud van biodiversiteit, gebruik van water en mineralen, concurrentie met de voedselvoorziening en dergelijke. De aanvankelijke optimistische schattingen worden in toenemende mate door gezaghebbende (kennis)instellingen getemperd.^{16, 17, 18}

In een recent voor de Energieraad uitgevoerde studie¹⁹ wordt dan ook geconcludeerd dat de grootschalige inzet van biomassa niet door beleidsdoelstellingen alleen zal kunnen worden bereikt, maar dat daarvoor een ontwikkelagenda moet worden opgesteld en doorgelopen, waarin de totale problematiek in samenhang wordt geanalyseerd en tot oplossingen wordt gebracht. Het afwikkelen van zo'n agenda vergt een consistent en langdurig volgehouden programma, waarbij internationale samenwerking een vereiste is.

Bij de toepassing van biomassa moet onderscheid worden gemaakt in reststromen en teelt. Reststromen worden al langere tijd ingezet in de energieopwekking en hun aandeel kan zeker worden vergroot. Uit kosten oogpunt liggen hier echter wel beperkingen want deze stromen zullen in toenemende mate uit het buitenland moeten worden gehaald en vergen meer transport en andere handelingen. Duurzaamheidscriteria en broeikasgasbalans overwegingen leggen hier verdere beperkingen op. Biomassa uit teelt is, zoals

- 16 Nederland en een duurzame wereld- Tweede Duurzaamheidsverkenning, MNP, Nov. 2007
- 17 Biofuels: is the cure worse than the disease?, OECD, Sep. 2007
- 18 Towards a sustainable biomass strategy, Wuppertal Institute, Juni 2007
- 19 Biomassa: van controverse naar ontwikkelagenda; Van Soest, Bergsma, Croezen, Okt. 2007

gezegd, primair bestemd voor de transportsector, en ondervindt eveneens dergelijke beperkingen. Het is aannemelijk dat deze situatie zich in een lange initiële periode zal voordoen, tot tweede generatie biobrandstoffen in voldoende volume beschikbaar komen

Het ziet er daarom naar uit dat voorlopig alleen biomassa voor bijstook in centrales kan worden ingezet, die niet voor de bestemmingen met een hogere prioriteit moet worden gebruikt, en dat het daarbij hoofdzakelijk zal gaan om reststromen (en eventueel specifieke teelt), waarvan tevoren vaststaat door middel van certificering dat deze voldoet aan de geldende duurzaamheidscriteria en voldoende scoort op de broeikasgasbalans.

Naar verwachting kan hiermee op langere termijn 10 à 20% van de energievoorziening worden gedekt, maar moet voor de periode tot 2020 eerder gedacht worden aan 5-10%, waarbij moet worden opgemerkt dat op dit moment reeds in centrales reeds 2-3% biomassa wordt meegestookt, waarvan een deel discutabel is uit oogpunt van broeikasgasbalans.

Biomassa kan in de periode tot 2020 dus wel enige, maar een beperkte, bijdrage leveren aan duurzame energievoorziening. Na 2030 kan een hogere bijdrage worden verwacht, zeker als het lukt om via bioraffinage biomassa om te zetten in hoogwaardige grondstoffen voor de industrie en de reststromen daarvan voor bijstook beschikbaar komen, maar dit is nog met veel onzekerheden omgeven. In de eerder genoemde Overheidsvisie op de biobased economy wordt, op basis van de inschattingen van het Platform Groene Grondstoffen van de Energietransitie melding gemaakt van een mogelijk aandeel biomassa in de elektriciteitsproductie van 20% in 2020, oplopend tot wellicht 30% na 2030, maar in het licht van de bovengenoemde beperkingen en onzekerheden hanteert de Raad in dit advies een voorzichtiger schatting.

KERNENERGIE

De raad heeft kennis genomen van de brief van toenmalig Staatssecretaris Van Geel van 28 september 2006, *Randvoorwaarden voor nieuwe kerncentrales*. Deze brief met bijbehorende bijlage is het meest recente beleidsoverzicht van de verschillende aspecten van toepassing van kernenergie in Nederland.

Recent is in het kader van een SER-advies door ECN het rapport *Fact Finding Kernenergie* uitgebracht.²⁰ Ook van dit rapport heeft de Raad kennis genomen.

2.2.2 SCORE VAN BRANDSTOFFEN OP BETROUWBAAR, BETAALBAAR EN SCHOON

Voor een optimale realisatie van de 3 BBS hoofddoelstellingen is in de brandstofmix een bepaalde combinatie van brandstoffen nodig. Deze brandstoffen kennen elk specifieke voor- en nadelen.

Hoewel het in een tabel samenvatten van de scores van de verschillende brandstoffen een exercitie is, die met de nodige relativering moet worden gezien, wordt in onderstaande tabel een globaal overzicht van scores gegeven.

Kanttekeningen daarbij zijn:

- de drie hoofddoelstellingen zijn elk in meerdere hoofd- en subdoelstellingen te ontleden,
- de scores zijn afhankelijk van de specifieke opwektechnologie binnen de brandstofcategorie,
- maatschappelijke/politieke waardering van de verschillende elementen van de doelstellingen en de effecten daarop zijn in de tijd niet constant.

20

Fact finding kernenergie, ten behoeve van de SER-Commissie Toekomstige Energievoorziening, ECN, sep. 2007.

Tabel 1: brandstoffen en hun scores op de drie pijlers betaalbaar, betrouwbaar en schoon

	Betaalbaar	Betrouwbaar	Schoon
Kolen	+	+ +	-- 'nu' - 'later'

Relatief goedkoop, komen uit een beperkt aantal stabiele landen. Wel zijn de emissies groot, zeker bij de klassieke kolencentrales. IGCC centrales 'belovend' maar nog jonge techniek en poederkolentechniek ontwikkelt ook verder. CCS kan score op schoon verbeteren, maar verslechtert de betaalbaarheid.

Gas	+/-	+ -	0
------------	-----	-----	---

Betrouwbare bron die zeker in Nederland ruim voor handen was. Hoge prijs en volatiel. Met de afnemende Nederlandse gasproductie en gasvoorraden neemt op termijn de kwetsbaarheid toe.

Nucleair	+	+ +	+
-----------------	---	-----	---

/ -Lage variabele kosten, maar hoge investeringen. De hoeveelheid toegankelijk (te maken) uranium op de wereld is geen belemmering voor uitbreiding van kernenergie. Emissie van CO₂ is zeer laag, wel ontstaat er radioactief afval, de (behandelings-) techniek daaromtrent ontwikkelt zich echter positief.

Wind	-	0	+ +
-------------	---	---	-----

Wind is nog onrendabel en vanwege de windafhankelijkheid niet voorspelbaar. Flexibel back-up vermogen nodig, veelal gasgestookt, wellicht later een elektriciteitopslagsysteem. Scoort als duurzame energie goed op het criterium schoon met uitzondering van horizonvervuiling en oppervlakte gebruik. Veel potentieel wordt off-shore verwacht, de kosten daarvan zijn echter aanzienlijk.

Biomassa	+/-	+ / +	+ 'afval' - 'teelt'
-----------------	-----	-------	---------------------

Biomassa is nog onrendabel. Import levert opnieuw afhankelijkheid op, zij het van andere landen dan die voor de overige brandstoffen. Belangrijker is onderscheid tussen 'afvalbiomassa': scoort goed op 'schoon' en geteelde biomassa: vooralsnog slecht op 'schoon'.

Zon-PV	--	0	++
---------------	----	---	----

Zon-PV scoort met name slecht op betaalbaarheid. Door de afhankelijkheid van zoninstraling is de bijdrage van deze optie, net als wind, moeilijk voorspelbaar.

2.3 MARKTWERKING

Als alles in de prijs van energie tot uitdrukking zou komen dan zal de markt komen tot een optimale brandstofmix. Belangrijke facetten van de doelstellingen betaalbaar en schoon komen in de prijs tot uitdrukking. Maar zoals hiervoor al is aangegeven meerdere facetten ook niet. Dit geldt voor schoon maar zeker ook voor betrouwbaar, waar het prijskaartje vrijwel afwezig is. De markt heeft als gevolg van de wel aanwezige prijssignalen een voorkeur voor doeleinden op de korte termijn. Prijssignalen die de langetermijndoelstellingen juist weergeven, waaronder die inzake voorzieningszekerheid (betrouwbaar) ontbreken veelal.

Vooral op het gebied van betaalbaar heeft marktwerking gezorgd voor een toenemende prijsconvergentie met het omringende buitenland. Dit ligt ook voor hand omdat prijsconvergentie niet alleen belangrijk is voor afnemers, met name voor industriële, maar ook voor de aanbieders.

PRIJSVORMING EN TRANSPORTCAPACITEIT

Voor het beoordelen van betaalbaar is het nodig om nader in te gaan op de prijsvorming op de elektriciteitsmarkt. Onderkend moet namelijk worden dat de prijs op de spotmarkt van elektriciteit bepaald wordt door de marginale kosten/prijs van de duurste aanbieder die op een bepaald moment nodig is om aan de vraag te voldoen. In netgebonden infrastructures als gas en elektriciteit hangt dit niet alleen af van de kosten van aanbieders maar ook van het al dan niet beschikbaar zijn van transportcapaciteit tussen deze aanbieders en de vraag. Congesties in het transportnetwerk kunnen als gevolg hiervan tot prijsverschillen tussen regio's (landen) leiden: het aanbod in de ene regio kan de vraag in een andere regio niet bereiken.

Discussies over congesties in de energietransportnetwerken en de gevolgen voor de klant hebben de energiediscussie lang beheerst. Meer internationale transportverbindingen leek de panacee voor betere marktverwerking. Gaandeweg is duidelijk geworden dat dit een te simpele benadering is van een op zich complex vraagstuk. Het gaat namelijk om:

- het optimaal benutten van de bestaande transportverbindingen
- het voorkomen van zeer grote energie-uitwisselingen door te grote verschillen in prijs als gevolg van verschillen in de brandstofmix in de verschillende regio's. Dit om grote investeringen in

transportverbindingen, die in feite niet productief zijn (in de zin van het niet opwekken van elektriciteit) te kunnen minimaliseren. Ook moet worden bedacht dat het transport van elektriciteit veel duurder is dan het transport van brandstoffen en met energieverlies gepaard gaat. Een en ander leidt tot extra kosten die uiteindelijk door de consument betaald zal moeten worden.

Bij 'gelijksoortige brandstofmix' gaat het in dit verband om gelijksoortigheid van de verdeling van de opwekeenheden naar marginale kosten van het opwekken van elektriciteit, of naar verdeling van basis-, midden-, en pieklast.²¹

Op het gebied van het optimaal benutten van de bestaande transportverbindingen voor de marktwerking zijn er grote vorderingen gemaakt door het introduceren van de zogenaamde trilaterale marktkoppeling, en additioneel de op handen zijnde marktkoppeling met Duitsland.

MARKTKOPPELING

Recent heeft de Nederlandse elektriciteitsbeurs APX, in samenwerking met de zusterbedrijven in België en Frankrijk zo'n marktkoppeling tot stand gebracht. Reeds korte tijd na deze marktkoppeling is gebleken dat dit substantiële effecten heeft. De elektriciteitsprijzen op de drie spotmarkten zijn in hoge mate geconvergeerd. Dat is mogelijk gebleken doordat de interconnectiecapaciteit die bestaat tussen de drie landen veel beter benut kon worden dan voorheen. Uit recente gegevens van de APX blijkt dat bedoelde interconnecties nu voor zo'n 20% van de tijd volledig benut zijn, met een gemiddelde benutting van rond de 50-60%. Dat is veel meer dan voorheen en uit de ervaringen blijkt dat er nog veel capaciteit beschikbaar is. Slechts in beperkte mate wordt de elektriciteitshandel in deze drie landen nog belemmerd door de fysieke capaciteitsgrens van bedoelde interconnecties.

21 Het gaat om vergelijkbare marginale kosten, oftewel een vergelijkbare plaats in de volgorde opbouw in de merit-order. Een land met een productiepark met kernenergie gekoppeld aan een land met een min of meer gelijk vermogen aan bruinkool gestookte centrales en/of waterkracht. Al deze drie opwekmethode / brandstoffen hebben vergelijkbare marginale kosten. Dit betekent dat dit geen grote uitwisseling tot gevolg heeft, immers de plaats in de merit-order, in dit geval die van de basislast wordt ingevuld binnen het land zelf.

Recent is overeengekomen dat er ook een marktkoppeling tot stand komt met Duitsland, vanaf 2008. Het is daarnaast volgens de APX de bedoeling dat op korte termijn ook marktkoppelingen tot stand komen met Noorwegen, Denemarken en Engeland. Daarmee zou dus op korte termijn de thans bestaande koppeling van Benelux/Frankrijk uitgebreid worden tot een Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt. Dit vergroot de relevante markt aanzienlijk en zou bijvoorbeeld op het beoordelen van fusievoorstellen van energiebedrijven grote invloed kunnen hebben.

Het optimaal inzetten van de beschikbare transportverbindingen voor de elektriciteitshandel maakt het voor energieleveranciers des te belangrijker om excessieve energie-uitwisselingen tussen de verschillende landen als gevolg van te grote verschillen in de brandstofmix te voorkomen. In het kader van het risicomanagement van hun productieportefeuille zullen leveranciers er immers alles aan doen om te voorkomen dat als gevolg van prijschommelingen op de brandstoffenmarkt belangrijke delen van hun productiepakket onverwacht moeten worden stilgelegd. De beste remedie hiertegen is het hebben van een brandstofmix die niet teveel afwijkt van de omringende omgeving. De markt zorgt dus, zonder beperkingen door overheden die de mix kunnen beïnvloeden, ook op dit gebied voor (langzame) convergentie.

SCHOON

Reeds werd aangegeven dat belangrijke aspecten van schoon ook hun weerslag vinden, dan wel zouden kunnen vinden (CO_2), in de prijs, maar meerdere ook niet. De milieueisen die aan de bouw en exploitatie van centrales worden gesteld via vergunningen werken door in de opwekkosten. De CO_2 -emissies vallen onder het (internationale) stelsel van de emissiehandel, dat echter door een te ruime toewijzing van emissierechten en het ontbreken van een duidelijke Europese aanpak daarbij (nog) niet optimaal functioneert. Pas als er helderheid verschaft wordt over een consistente en bestendige aanpak voor de periode na 2012, waarbij gedacht zou moeten worden aan het op Europees niveau toewijzen van emissierechten, het liefst door middel van een veiling maar in ieder geval tegen een (minimum-) prijs, zal verwacht mogen worden dat de markt hier zijn werk zal kunnen doen, ook met betrekking tot de brandstofmix. Uiteraard zal de overheid door het vaststellen van het niveau van de

milieueisen dit proces wel sturen, waarbij rekening moet worden gehouden met de consequenties van de eerder genoemde marktkoppeling.

RUIMTE VOOR NATIONAAL BELEID

De markt beperkt de ruimte voor nationaal beleid sterk. Het goed met elkaar verbonden zijn van regionale (landen-) markten betekent immers dat de geconvergeerde elektriciteitsprijs bepalend zal zijn voor het wel of niet inzetten van een opwekken in een van de aangesloten landen. Indien bijvoorbeeld extra eisen worden gesteld aan kolencentrales inzake CO₂-afvang en -opslag, waardoor hun variabele kosten hoger worden dan die van kolencentrales waaraan deze extra eisen niet worden gesteld, dan zullen de kolen gestookte centrales met de lage variabele kosten worden ingezet.

Naarmate de marktwerking beter functioneert is er minder ruimte voor nationaal beleid indien dat leidt tot hogere kosten van de geproduceerde elektriciteit. Dit maakt het des te noodzakelijker om te komen tot een Europese, in ieder geval Noordwest-Europese, beleidsaanpak. Dit is natuurlijk altijd de bedoeling geweest want het leidt daadwerkelijk tot een meer effen speelveld in Europa.

VOORZIENINGSZEKERHEID

De markt faalt momenteel met name op het gebied van de voorzieningszekerheid. In de markt bestaat een voorkeur voor kortetermijndoelinden en -rendementen. Lange-termijn-aspecten en zeker zaken als mogelijke gevolgen van geopolitieke instabiliteit krijgen veelal onvoldoende prioriteit in de besluitvorming.

Dit vertaalt zich onder andere in een zekere voorkeur voor kapitaalintensieve opwekmethode, zoals gasgestookte centrales. Het is in dit verband veelzeggend dat volgens het IEA, in een op 4 mei 2007 uitgebracht rapport, tweederde van in aanbouw zijnde elektriciteitscentrales in Europa gasgestookt zijn. Gas is nog steeds de *fuel of choice*, aldus het IEA. Op het eerste gezicht is dat wellicht verrassend gegeven het prijspeil en de volatiliteit van de gasprijs. Ook hierbij moet worden aangetekend dat naarmate de elektriciteitsmarkt meer liquide wordt, de prijs in die markt meer bepaald zal worden door de elektriciteitsprijs van de 'laatst ingezette' centrale die nodig is om de vraag te dekken. Veelal zijn dat gasgestookte centrales en de minst

efficiënte daarvan die nodig is om aan de vraag te voldoen zal het prijspeil bepalen. Onder die ‘marktprijsparaplu’ is het economisch risico van een efficiënte nieuwbouw gascentrale veelal aanvaardbaar. Bovendien past het risicoprofiel van een gasgestookte elektriciteitscentrale des te beter naarmate in de relevante markt het gasgestookte aandeel hoger is. Tenslotte zijn gascentrales het beste in staat om de toenemende variabiliteit van het aanbod op te vangen.

De markt schuwt niet-beïnvloedbare risico’s, met name op langere termijn. Dit vormt een belangrijke hinderpaal voor de toepassing van kapitaalintensieve opwekmethoden, bijvoorbeeld kernenergie. Bij kernenergie zijn het vooral de risico’s van veranderende politieke opvattingen tijdens de bouwfase van een kerncentrale (de bouw duurt meerdere kabinetten) die investeerders zullen afschrikken. Duidelijkheid en langjarige zekerheid door de verantwoordelijke overheden zullen deze risico’s tot aanvaardbare proporties moeten terugbrengen als de beleidsinzet is om het voor marktpartijen aantrekkelijk te maken in nieuwe kerncentrales te investeren.

De Raad meent dat diversificatie nog altijd een van de middelen – zo niet het belangrijkste middel – is om de voorzieningszekerheid voor de energievoorziening van Nederland -in het bijzonder van de elektriciteitsvoorziening- op een aanvaardbaar peil te houden/brengen. Gegeven de ontwikkelingen op het gebied van technologie en kosten op het gebied van duurzame energie is het evident dat meer en meer ook duurzame energieopwekkingmethoden kunnen worden meegenomen bij het ‘betrouwbaarder’ maken van de elektriciteitsvoorziening. Het regeerakkoord schrijft in deze overigens een zeer ambitieuze doelstelling voor: 20% in 2020, een doelstelling die op verplichtende wijze voor de EU als geheel onderdeel uitmaakt van het zogenaamde Energiepakket van de Europese Commissie.²²

BEÏNVLOEDING DOOR, EN INTERACTIE TUSSEN LIDSTATEN

De Raad wijst op de steeds grotere samenhang en wederzijdse beïnvloeding door lidstaten van de elektriciteitsvoorziening. Een voorbeeld hiervan is de

22

Dit beleidspakket is door de Europese Commissie op 10 januari te Brussel bekendgemaakt en op de Europese top van 8/9 maart 2007 aanvaard.

substantiële stimulering van windenergie in Duitsland zonder dat in het noodzakelijke tempo het hoogspanningsnet in Duitsland daarop wordt aangepast. Een gevolg is dat onverwachte en tijdelijke stroomtransporten door het Nederlandse net verwerkt moeten worden zonder dat daar ooit op gerekend was.

Maar ook overheidsbeleid gericht op het niet tot ontwikkeling brengen van bepaalde opwekmethoden, zoals in verschillende lidstaten het geval is voor kernenergie, heeft invloed op de andere landen. Stel dat bijvoorbeeld Duitsland vast houdt aan zijn uittreden uit kernenergie per 2020 en het VK niet tot vervanging van zijn bestaande kerncentrales overgaat dan is het aannemelijk dat dan een groot deel van dat vermogen vervangen zal worden door gasgestookte centrales. Dat zou in het uiterste geval een extra gasvraag genereren van zo'n 100 miljard m³ per jaar,²³ hetgeen de verwachte gasverkopersmarkt nog verder zal aanspannen. Dit zal de kwetsbaarheid voor importen verder vergroten.

2.4 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

De markt zorgt niet in alle opzichten voor een optimale brandstofmix in de energiehuishouding. Vooral in het zekerstellen van de voorzieningszekerheid op lange termijn schiet de markt tekort.

De markt stuurt, zonder belemmeringen, van nature aan op een brandstofmix in Nederland die niet veel afwijkt van die in het (omringende) buitenland. Dit is de beste manier voor opwekkers en afnemers om de risico's van brandstofprijswaarschuivingen te beheersen en zo hun concurrentiepositie te waarborgen.

Hiertegenover staat dat maatschappelijke en politieke voorkeuren in de tijd veranderen en ook hun gevolgen zullen hebben voor wat onder ideaal of gewenst zal worden verstaan. In Nederland hebben we ook meer dan eens kunnen zien dat politieke afwegingen nadrukkelijk de brandstofmix hebben beïnvloed.

Bij de laatste conclusie hoeft men niet alleen aan kernenergie te denken, ook valt bijvoorbeeld te wijzen op de 30 miljard m³ extra gas die de elektriciteitssector moest gaan verstoken ter wille van de staatsopbrengsten die nodig waren voor het tot stand kunnen brengen van een nieuw kabinet (formatie De Galan/Halberstadt in 1981).

Genoemde conclusies zouden gegeven de geliberaliseerde energiemarkt niet moeten leiden tot de invoering van een brandstofplan vergelijkbaar met het vroegere Elektriciteitsplan. Veel meer denkt de Raad aan het ontwikkelen van een transparante visie op de wenselijke brandstofmix die afgestemd is op de ontwikkelingen in het omringende buitenland en de vertaling hiervan in criteria voor het verlenen van vergunningen, het opleggen van heffingen en de verlening van subsidies.

De Raad acht hierbij voorspelbaar beleid, in de zin van transparant en consistent, van groot belang. Voorspelbaarheid ontstaat indien de overheid bij het beïnvloeden van de brandstofmix duidelijk maakt wat men wil bereiken en hier langjarig aan vasthoudt. Hierdoor ontstaat er in de markt

vanzelf duidelijkheid waarop men kan anticiperen wanneer, bijvoorbeeld bij welk percentage, de stimulering of afremming het beoogde resultaat heeft opgeleverd en dus het daarop gerichte instrumentarium zal worden aangepast.

Een dergelijke beleidstransparantie is nuttig voor de markspelers en publiek en voorkomt onaangename verrassingen zoals het plotsklaps stopzetten van de MEP-subsidie in de zomer van 2006.

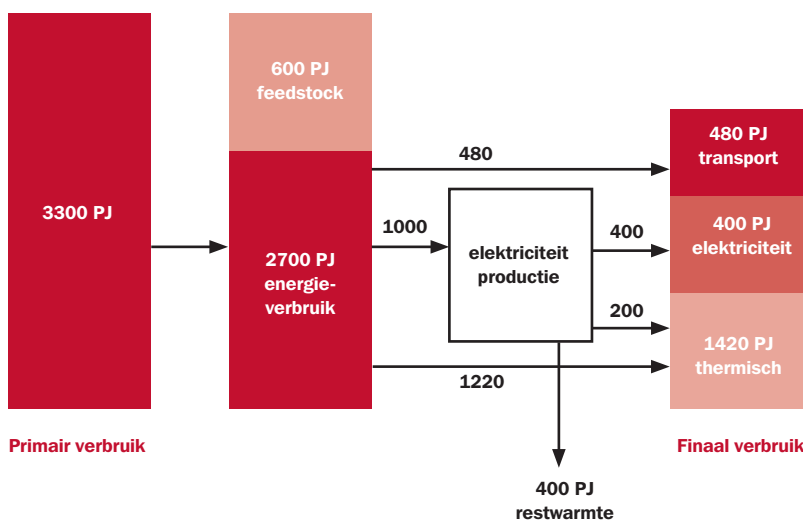
Meer marktwerking leidt tot grotere efficiëntie en noodzaakt tot waarlijk Europees beleid. De te adviseren en te nemen beleidsbeslissingen zullen daarmee in lijn moeten zijn. Het is de kunst om op een effectieve wijze het energiebeleid in de gewenste richting te beïnvloeden. Samen optreden met gelijkgestemde landen is in deze de aangewezen route.

HUIDIGE PRODUCTIEPARK

3

3.1 DE NEDERLANDSE ENERGIEHUISHOUDING OP HOOFDLIJNEN

De verdeling van het Nederlandse energieverbruik over de verschillende toepassingen kan schematisch als volgt worden aangegeven:



Figuur 3: Verdeling van het Nederlandse energieverbruik over de verschillende toepassingen

Het verbruik van fossiele brandstoffen als grondstof voor de chemische industrie blijft in dit advies buiten beschouwing evenals het energiegebruik van de transportsector. Dit advies gaat primair over de brandstofmix voor de elektriciteitsproductie. Uit het schema blijkt dat slechts ca 1/3 van het primair energiegebruik hiervoor gebruikt wordt. 400 PJ hiervan wordt als elektriciteit door eindverbruikers benut. Van de onvermijdelijke restwarmte van de elektriciteitsproductie van ca 600 PJ wordt ca 200 PJ benut door de procesindustrie en voor verwarming van de bebouwde omgeving. De overige restwarmte wordt in de omgeving geloosd.

Overigens dient bedacht te worden dat ook een belangrijk deel van het finaal verbruik uiteindelijk verloren gaat en als restwarmte in het milieu terecht komt. Zo is het rendement van motoren in de transportsector ca 25%. 75% van het energiegebruik hiervoor moet dus ook verloren worden beschouwd. De warmtevraag in de *industrie* is op dit moment 570PJ. Het grootste deel van deze proces- en andere warmte gaat nu verloren maar zou voor een deel kunnen worden hergebruikt. In het temperatuurgebied tussen de 50-250°C wordt 110 PJ actief gekoeld, als rookgas met een temperatuur tussen de 70-600°C wordt 135 PJ afgevoerd. Ook het energiegebruik in de gebouwde omgeving wordt vrijwel volledig als restwarmte naar de omgeving afgevoerd. Integreren van energiestromen om hergebruik te maximaliseren is dan ook één van de belangrijkste energiebesparingsopties.

Bij de elektriciteitsproductie wordt dit reeds op vrij grote schaal in praktijk gebracht door het koppelen van de elektriciteitsproductie aan de levering van proceswarmte en warmte voor de bebouwde omgeving. Dit advies zal derhalve niet alleen ingaan op de brandstofmix voor de elektriciteitsproductie maar ook het potentieel om de levering van restwarmte te vergroten en de consequenties hiervan voor het brandstoffenbeleid.

3.2 DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE

In 2006 werd met een opgesteld productievermogen van 22.100 MW ruim 100.500 GWh opgewekt.²⁴

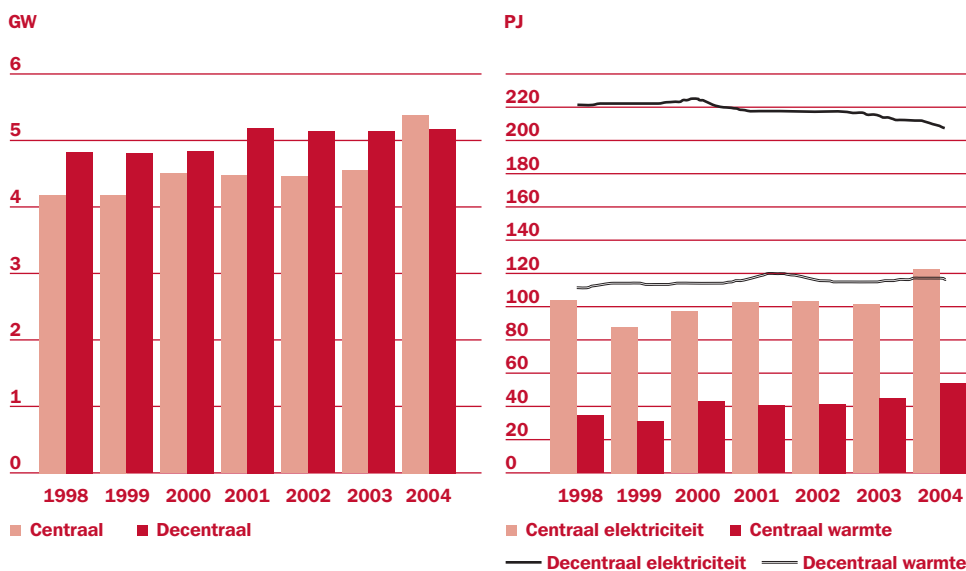
Zoals reeds eerder aangegeven wordt een deel van de huidige elektriciteitsproductie reeds gecombineerd met de levering van proceswarmte en warmte voor de gebouwde omgeving. De productie-eenheden die hiervoor geschikt zijn worden WKK- (warmte-kracht koppelingen) eenheden genoemd. In 2005 bedroeg het totaal opgestelde elektrisch WKK-vermogen ruim 10.6 GW, waarvan ongeveer de helft centraal vermogen.

24

Bron: *Energie in Nederland 2006*, uitgave EnergieNed: in 2005 was de productie van elektriciteit 101.764 miljoen kWh, met een opgesteld vermogen van 21.719 MW, omgerekend 4685 uur.

Onderstaande grafieken geven aan dat het centrale WKK-vermogen stijgt ten opzichte van het decentrale WKK-vermogen.

Figuur 4: Centraal en decentraal WKK-vermogen in Nederland²⁵



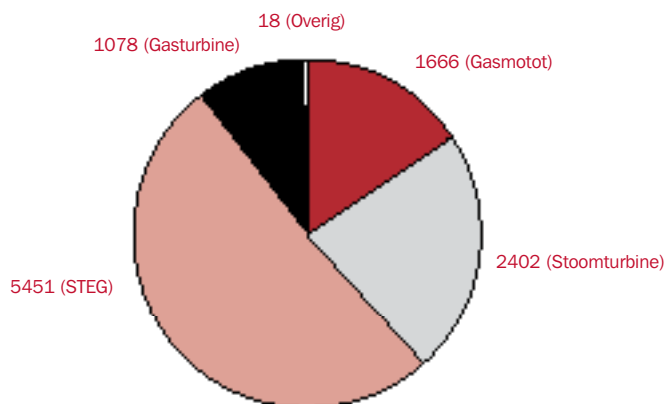
Het WKK-park in Nederland bestaat voor ca 3/4 uit gasgestookte Steg²⁶-eenheden, gasgestookte Steg-centrales, gasmotoren en gasturbines. Aardgas is daarmee met een aandeel van 80% de belangrijkste brandstof voor WKK, overige brandstoffen zijn kolen, raffinagegas, hoogovengas en stookolie. Industriële WKK is voor meer dan de helft opgesteld in de chemische industrie.

25 Bron: Webmagazine 11 juli 2005, CBS.

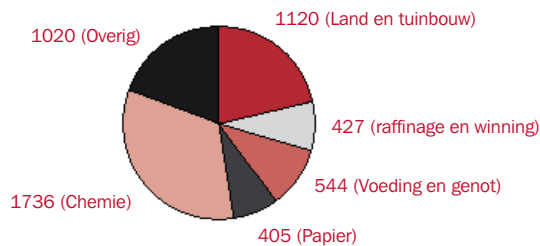
26 De Stoom- en Gaseenheden (afgekort steg) zijn eenheden die efficiënt elektriciteit opwekken door de warmte van de afgassen te gebruiken om stoom te maken en met deze stoom een extra turbine aan te drijven. Wordt de warmte (deels) gebruikt buiten de centrale, bijvoorbeeld om ruimtes te verwarmen, dan gaat het om WKK.

Onderstaande figuren²⁷ geven van dit opgestelde vermogen de verdeling naar technologie respectievelijk de sector waar dit opgesteld is. In de bijlage wordt een meer gedetailleerd overzicht gegeven.

Figuur 5: Verdeling in 2005 naar technologie van het opgesteld WKK-vermogen in MWe, in totaal 10,6 GW.



Figuur 6: Verdeling in 2005 naar sector van het decentraal opgestelde WKK-vermogen in MWe, in totaal 5,3 GW.

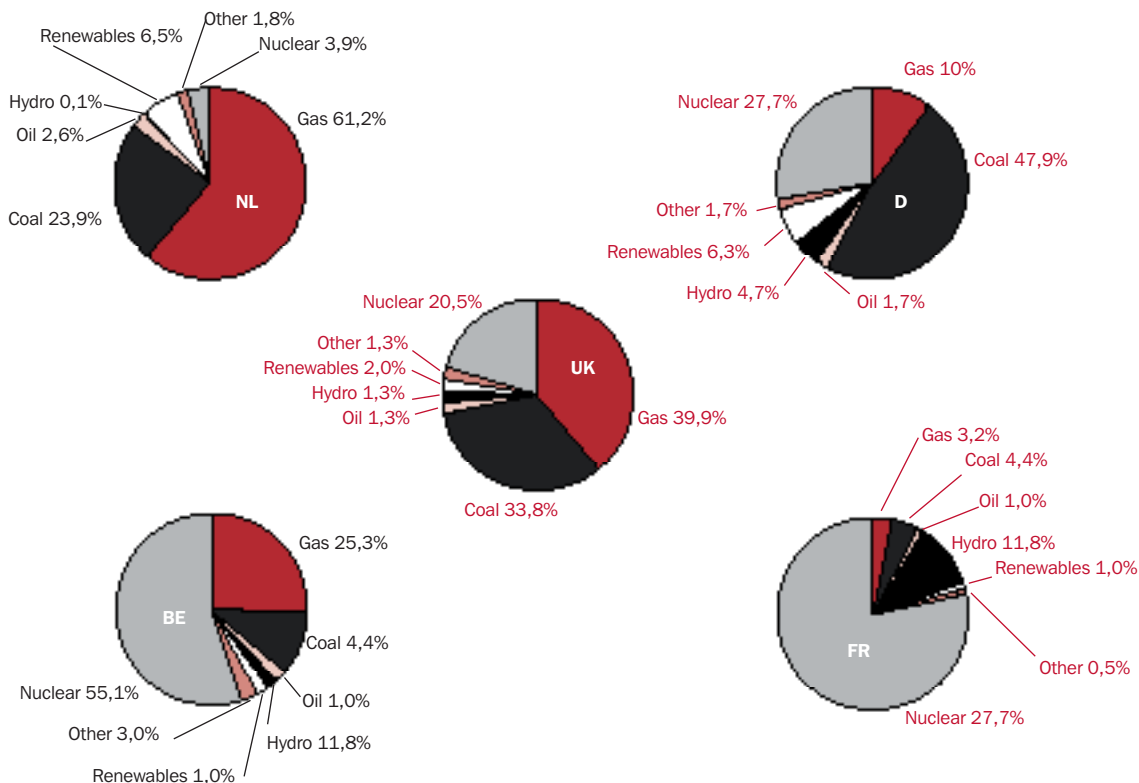


Omdat WKK voornamelijk gasgestookt is werken hoge gasprijzen in het nadeel van WKK. Daardoor staat een deel van de WKK stil wanneer de vraag naar elektriciteit laag is en dus de elektriciteitsprijzen laag zijn, bijvoorbeeld 's nachts. WKK-productie wordt dan verdrongen

27

Bron: CBS databases / statline

Figuur 3: brandstofmix ten behoeve van elektriciteitsopwekking in enkele Noord West-Europese landen ²⁸



door kolencentrales met lage variabele kosten die louter elektriciteit produceren. De potentiële energiebesparing die door het combineren van elektriciteitsopwekking van warmtelevering bereikt kan worden gaat hierdoor verloren. Bezien vanuit het maximaal benutten van grondstoffen en vanuit de beleidsdoelstelling schoon is dit een ongewenst effect.

3.3 DE BRANDSTOFMIX VAN DE ELEKTRICITEITSOPWEKKING

De brandstofmix van de Nederlandse elektriciteitsproductie wordt gekarakteriseerd door een hoog aandeel gas. In 2005 was dit aandeel ruim 60%. Frankrijk en België kennen een relatief groot aandeel kernenergie, respectievelijk meer dan 78% en 55%. Frankrijk is van de hier getoonde landen het enige met een beduidend aandeel waterkracht (ca 12%), hetgeen gezien de flexibele inzet daarvan goed uitkomt in combinatie met kernenergie. In Duitsland wordt de elektriciteit voor bijna 50% opgewekt uit kolen.

Mede gezien de verschillen met het buitenland is het relevant om na te gaan hoe de Nederlandse brandstofmix scoort ten aanzien van conflicterende hoofddoelstellingen “Betrouwbaar” “Betaalbaar” en “Schoon”. De belangrijkste aspecten die hierbij een rol spelen zijn onderstaand aangegeven:

Figuur 4: Op basis van de criteria voor het maatschappelijk optimum, scoort de huidige Nederlandse mix in vergelijking mager²⁹

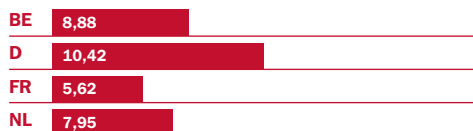
Elektriciteitsprijzen in Nederland zijn relatief hoog

Elektriciteitsprijzen, huishoudens
Euro/MWh



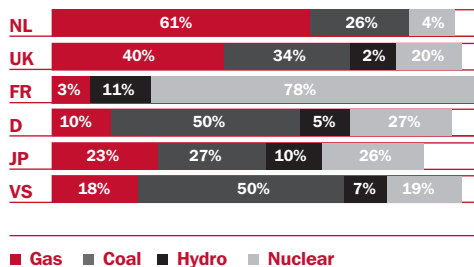
Elektriciteitsprijzen in Nederland zijn relatief hoog

Elektriciteitsprijzen, industrie
Euro/MWh



NL brandstofmix is relatief eenzijdig, gas is sterk dominant voor het opwekken van elektriciteit

Brandstofmix, %TWh, 2004



Specifieke emissie in Nederland ligt gemiddeld hoog

Emissie door elektriciteitsproductie, kgCO₂ eq/MWh, 2004



Waar het gaat om “Betrouwbaar” moet geconstateerd worden dat de brandstofmix in Nederland door de grote afhankelijkheid van aardgas steeds minder positief zal scoren wanneer de afhankelijkheid van gasimporten van de EU en NL toeneemt. In eerdere adviezen van de Raad is aangegeven dat deze importafhankelijkheid na 2010 snel stijgt. Waar de importen van de EU als geheel nu reeds hoog zijn en zullen stijgen naar 75-80%, heeft Nederland nog langere tijd voldoende gas om in eigen behoefte te voorzien.

Zoals in hoofdstuk 2 is uiteengezet zou bij “Schoon” vooral gekeken moeten worden naar de CO₂-emissies. Uit bovenstaand overzicht blijkt dat ondanks het grote aandeel van het relatief schone aardgas –de minst vervuulende fossiele brandstof- de specifieke CO₂-emissie van de elektriciteitsproductie in Nederland hoog is. Dit wordt veroorzaakt door het relatief lage aandeel waterkracht en kernenergie.

Op de doelstelling betaalbaar scoren we evenmin goed in vergelijking met het buitenland en wederom door het grote aandeel aardgas en het relatief lage aandeel aan waterkracht en kernenergie. De effecten hiervan voor het bedrijfsleven en de individuele consument worden echter overschaduwd door de verschillen in transport- en distributiekosten en de heffingen op elektriciteit.

Samengevat concludeert de Raad dat de Nederlandse Elektriciteitsproductie door de huidige brandstofmix met een relatief grote inzet van gas en een gering percentage aan waterkracht en kernenergie mager scoort op het criterium betaalbaar; door het slinken van de Nederlandse gasvoorraden in steeds mindere mate zal voldoen aan het criterium betrouwbaar en slecht scoort op het criterium schoon vanwege de, Europees gezien, gemiddeld genomen hoge CO₂-emissies per geproduceerde kilowattuur.

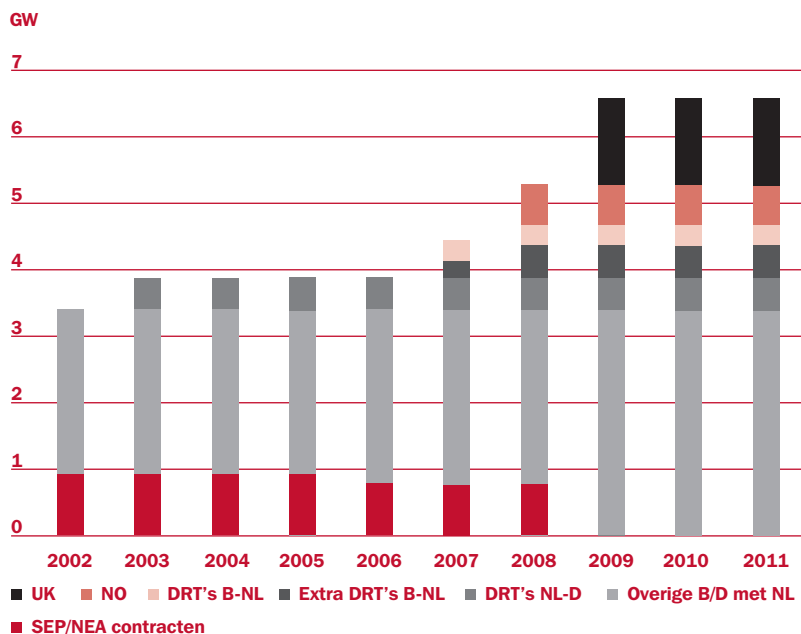
3.4 IMPORT, EXPORT EN FYSIEKE INTERCONNECTIE

Naast de ca 100 TWh die in Nederland werd geproduceerd importeerde Nederland, vooral uit Duitsland en België, ruim 21 TWh aan elektriciteit. Van de 100 TWh eigen productie werd 5 TWh geëxporteerd naar het omringende buitenland. Nederland heeft op dit moment vijf interconnecties: twee naar België en drie naar Duitsland. De totale maximale

fysieke transportcapaciteit op de vijf buitenlandverbindingen is 3850 MW, waarvan 3350 MW voor de markt beschikbaar is. De beschikbare capaciteit wordt geveild.

In onderstaande figuur staat de bestaande en geplande interconnectiecapaciteit voor Nederland met het buitenland met als belangrijkste geplande capaciteiten de BritNed- en de NorNed-connecties. Er wordt thans ook gewerkt om de capaciteit met Duitsland verder uit te breiden.

Figuur 5: Bestaande en geplande interconnectiecapaciteit³⁰



Meer dan eens wordt opgemerkt dat Nederland verre van voldoende interconnectiecapaciteit (ICC) zou hebben. Om daar over te oordelen is het nuttig de totale ICC van Nederland, als percentage van het totaal

opgestelde binnenlands vermogen te vergelijken met overeenkomstige percentages van enkele andere EU-lidstaten. Daaruit blijkt dat Nederland tot de hoogst scorende landen behoort. De Europese Commissie heeft in haar recente rapport over de stand van zaken met betrekking tot de liberalisatie in de lidstaten³¹ als opvatting gegeven dat men bedoeld percentage voor de lidstaten op tenminste 10% wil zien om te kunnen spreken van een redelijke onderlinge verbinding die een (regionaal) Europese marktwerking mogelijk maakt. Op dit punt kan gesteld worden dat Nederland met haar importcapaciteit van ruim 20% daar ruimschoots aan voldoet. Met de geplande uitbreidingen neemt deze importcapaciteit bovendien nog toe tot tegen de 40%.

Tabel 2: Fysieke import capaciteit als percentage van de opwekcapaciteit, situatie januari 2006 ³²

	Nederland	Duitsland	Frankrijk	België	Spanje
Opwek capaciteit [GW]	16,9	82,3	91,4	13,3	52,0
Import capaciteit [GW]	3,6	10-15	9,0	2,5	4,9
Import als percentage van opwekcapaciteit	21%	12%-18%	10%	19%	9%

Met betrekking tot de ICC moet er nogmaals op gewezen worden dat de elektriciteitsprijs in een ‘electriciteitsregio’ bepaald door de centrale met de hoogste variabele (brandstof)kosten die wordt ingezet om vraag en aanbod in evenwicht te brengen. Productie-eenheden worden immers ingezet volgens een *merit order*, een rangorde op basis van hoogte van de korte termijn marginale kosten.³³ Naarmate de ICC tussen bijvoorbeeld Duitsland en Nederland groter wordt en beide markten goed functioneren zullen de prijzen in beide deelmarkten beter convergeren. De marktkoppeling die de APX met zusterbedrijven weet te realiseren verbetert dat proces aanzienlijk.

31 Zie bijvoorbeeld IP/07/29, com(2007)250 final.
http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/documents_en.htm

32 Bron: UCTE system adequacy forecast 2007-2020, UCTE, 2007

33 Consultatiedocument concentraties Energiemarkten, Nederlandse Mededingingsautoriteit.

3.5 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Samengevat concludeert de Raad dat de Nederlandse Elektriciteitsproductie door de huidige brandstofmix met een relatief grote inzet van gas en een geringe percentage aan waterkracht en kernenergie mager scoort op het criterium betaalbaar; door het slinken van de Nederlandse gasvoorraden in steeds mindere mate zal voldoen aan het criterium betrouwbaar en slecht scoort op het criterium schoon vanwege de, Europees gezien, hoge CO₂-emissies per geproduceerde kilowattuur.

Het is niet mogelijk om de brandstofmix in Nederland te beïnvloeden door langjarige importen uit het buitenland van elektriciteit geproduceerd met een bepaalde brandstof. De EU regelgeving maakt het onmogelijk om de hiervoor benodigde transportcapaciteit langjarig te reserveren. Hierdoor wordt het onmogelijk om tegen concurrerende prijzen contracten in het buitenland af te sluiten. Het is wenselijk om opnieuw te bezien of deze beperking in feite geen belemmering is voor een goede marktwerking.

Het brandstoffenbeleid in de elektriciteitsproductie moet altijd in samenhang met het beleid in de warmtelevering worden gezien. De groot-, middel- en kleinschalige gecombineerde productie van elektriciteit en warmte is nog steeds de belangrijkste energiebesparingoptie. Het maximaal stimuleren hiervan blijft dan ook wenselijk – ook al vergroot of continueert dit de eenzijdige afhankelijkheid van gas in de brandstofmix. Het advies bevat concrete aanbevelingen hiertoe.

ONTWIKKELINGEN IN DE PERIODE TOT 2020

4

In dit hoofdstuk komen ontwikkelingen tot 2020 aan de orde. Allereerst wordt ingegaan op de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag. Vervolgens wordt gekeken naar de manier waarop in deze vraag kan worden voorzien.

4.1 DE ELEKTRICITEITSVRAAG IN DE PERIODE 2006-2020

In de meeste prognoses over de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag wordt ervan uitgegaan dat op grond van het bestaande beleid en de huidige vooruitzichten over de economische groei een toename van de vraag verwacht moet worden van 2% per jaar. Dit is de resultante van 3% toename door economische groei en besparingen van 1% per jaar. Op grond hiervan zou de vraag toenemen van 120 TWh naar ca. 156 TWh en de piekvraag van 21 GW naar ca. 24 GW.

Het regeerakkoord en het EU-beleidspakket gaan uit van 2% energiebesparing per jaar. Dit zou een toename van 1% van de vraag impliceren. Door de Raad is een korte verkenning gemaakt van de extra besparingsmaatregelen die denkbaar zijn:

Tabel 1: overzicht besparingsmaatregelen

		Maximaal potentieel [GWh]	Haalbaar potentieel [GWh]	Beïnvloedbaar met regelgeving
Consument	Bewustzijn vergroten, gedrag veranderen ¹⁾	3000	2000	
	Gloeilampen vervangen door spaarlampen ¹⁾	2800	2800	ja
	Spaarlampen vervangen door LED ¹⁾	400	0	
	Zuinige kleine huishoudelijke apparaten ²⁾	2900	1100	ja
	Stand-by verliezen huishoudelijke apparaten ²⁾	4000	1800	ja
Industrie en dienstensector	Gloeilampen inwisselen voor spaarlampen ¹⁾	4000	4000	ja
	Spaarlampen inwisselen voor LED ¹⁾	3000	0	
	Energiezuinige kantoorapparatuur ²⁾	2000	1200	ja
	Beperken verbruik buiten kantooruren ²⁾	7700	1900	
	Verbeteren rendement elektrische motoren ²⁾	3900	900	ja
Totaal		33.700	15.700	

Een dergelijk ambitieus pakket zou over de periode tot 2020 resulteren in extra besparingen van ca. 1% per jaar. In de bijlage is enige toelichting op onderdelen van dit pakket gegeven. Er zijn nog wel andere aanvullende maatregelen te bedenken maar deze becijfering onderstreept dat 2% besparen resulterend in een groei van de vraag naar elektriciteit met 1% per jaar ambitieus genoemd moet worden.

De vraag dringt zich dan ook op hoe deze besparingen bereikt zouden moeten worden. In de bijlage komen verschillende mogelijke maatregelen hiertoe meer in detail aan de orde.

Meerdere van de hierin genoemde maatregelen zullen onvoldoende snel en/of in voldoende mate tot stand komen indien de overheid niet tot dwingende maatregelen en normering zou overgaan.

Hoewel de Raad voorstander is van marktwerking moet onder ogen worden gezien dat marktwerking minder snel de prikkels kan doorgeven dan verantwoord is, gegeven de klemmendheid van het klimaatprobleem. Bovendien is een bekend probleem, met name in de gebouwde sector (zowel woningen als kantoren en dergelijke) dat de investeerder in besparingsmaatregelen en/of duurzaamheidsmaatregelen vaak niet de vruchten van zijn investering plukt. Dat is dan veelal de huurder van de woning/het gebouw. Tenslotte moet eraan herinnerd worden dat de markt een voorkeur heeft voor resultaten op de korte termijn.

Terugverdienperioden langer dan 3 à 4 jaar worden in het bedrijfsleven niet snel geaccepteerd. Bij huishoudens is dat op zich een mindere overweging, maar daar maken de energiekosten –ondanks de prijsstijgingen in de afgelopen jaren – toch nog altijd zo'n bescheiden deel uit van het huishoudbudget dat besparingen een minder hoge prioriteit hebben.

Desalniettemin heeft de Raad 2% besparing als uitgangspunt gekozen voor dit advies omdat zij van mening is dat maximaal besparen de eerste prioriteit moet zijn in het energie- en brandstoffenbeleid. Zoals eerder in dit advies naar voren komt is er in feite geen energieaanbod zonder negatieve aspecten. Zelfs duurzame energie kent minpunten. Uit dien hoofde meent de Raad dat het vermijden van energieverbruik, hetgeen bewerkstelligd wordt door bewust handelen, 'slimme' energiezuinige apparaten en elektriciteitsproductie met hoge rendementen voorrang moet hebben. De Raad beseft daarbij dat zulks zijn grenzen zal vinden in de kosten, die met dat vermijden van energieverbruik gepaard gaan.

Een jaarlijkse besparing van 2% bij een economische groei van 3% resulteert in een verwachte vraag in 2020 van 140 TWh en een piekvraag van 24 GW. Deze getallen zijn als uitgangspunt gekozen voor de hieronder gegeven analyse hoe in deze vraag voorzien kan worden.

4.2 ELEKTRICITEITSPRODUCTIECAPACITEIT IN DE PERIODE 2006-2020

4.2.1 HET UIT BEDRIJF NEMEN VAN VEROUDERD PRODUCTIEVERMOGEN

Alhoewel in de geliberaliseerde markt productievermogen langer in bedrijf blijft dan voorheen het geval is, moet er toch van worden uitgegaan dat er een leeftijdsgrens is voor productie-installaties. Indien deze op 40 jaar wordt gesteld dan zou ca. 1300 MW verouderd productievermogen uit bedrijf worden genomen. Zeker is dit echter niet omdat ook verouderd productievermogen nog lang gebruikt kan worden als piekvermogen. Het slechte rendement van deze oudere installaties is hiervoor geen belemmering. Als piekvermogen is de bedrijfstijd immers zeer gering en kan minder dan 300 uur/jaar bedragen. Aangezien het hier gaat om weliswaar verouderd gas of gas/olie gestookt productievermogen, dat echter wel snel opgestart kan worden, is het voor 'piekbedrijf' nog geschikt. Desalniettemin is voor deze vingeroefening verondersteld dat deze 1300 MW uit bedrijf genomen wordt.

4.2.2 DE GEPLANDE NIEUWBOUW VAN GROOTSCHALIG PRODUCTIEVERMOGEN

Na een lange periode waarin als gevolg van overcapaciteit niet of nauwelijks werd geïnvesteerd in de elektriciteitsproductie werden in de loop van 2005/2006 een groot aantal investeringsplannen gepubliceerd met een totale omvang van ongeveer 9500MW, in bedrijf komend in de periode 2007-2013. Van deze plannen is 5000MW kolengestookt –met een aanzienlijk deel biomassa bijstook- en 4500MW gasgestookt. Het gaat hier om zowel vervangingscapaciteit als om capaciteit om in de toename van de vraag te voldoen.

Onderstaande tabel geeft de relevante plannen weer, uitgesplitst naar plannen met en zonder vergunning. Opvallend is dat de concrete plannen

slechts 180MW windvermogen (overigens nog zonder vergunning) omvatten, de rest is een mix van gas en kolen/biomassa.

Overigens moet erop worden gewezen dat voor enkele van de in de tabel gepresenteerde nieuwbouwplannen grote problemen bestaan met betrekking tot de mogelijkheid om aansluiting op het TENNET-net te krijgen, vanwege capaciteitstekorten in dat net. Een probleem dat overigens ook speelt voor meerdere kleinschalige nieuwbouwplannen die niet in de tabel zijn opgenomen. Deze problemen kunnen veelal niet op korte termijn tot een oplossing worden gebracht door de langdurige procedures die doorlopen moeten worden.

Tabel 2: Concrete investeringsplannen in nieuwe capaciteit, uitgesplitst in plannen met en zonder vergunning

Plannen met vergunning

Partij	Plaats	Brandstof	Cap (MW)	jaar
Eneco/IP	Europoort	Gas	840	2009
Delta/EDF	Sloe	Gas	820	2007
Electrabel	Flevo	Gas	2x450	2009
Shell/Air Liquide	Pernis	Gas	300	2007
E.On	Rijnmond	Kolen/biom	1080	2012
NUON	Eemshaven	Kolen/bio/gas	1200	2011
RWE	Eemshaven	Kolen/biom	1600	2012
Electrabel	Rijnmond	Kolen/biom	800	2012

Plannen zonder vergunning

Partij	Plaats	Brandstof	Cap (MW)	jaar
Essent	Moerdijk	Gas	400	2009
Essent	Uitbr. Claus	Gas	400	2009
Essent	Upgrade Claus	Gas	1200	2015
Essent	Eemshaven	Windpark	180	2008
Intergen	Rijnmond	Gas	400	2012
Essent	Amer	Kolen/biom	950	2013
AP AG	Eemshaven	Gas	800	-

De problematiek is zo groot dat niet uitgesloten kan worden dat hierdoor bepaalde bouwplannen niet tot uitvoering zullen worden gebracht, zelfs als de benodigde transportcapaciteit uiteindelijk bijgebouwd zou zijn. Immers, 'timing' van investeringen in een sector onderhevig aan marktwerking is een van de factoren die van belang zijn voor de beslissing van de investeerder om het bouwvoornemen om te zetten in een daadwerkelijke bouw. Geen investeerder is bereid bewust een overcapaciteit te creëren, dus als de concurrentie al voldoende heeft weten te bouwen bij een verwachte vraag zal de (noodgedwongen) laatkomer afzien van zijn voornemen.

Het voor 2020 voorziene park omvat 7700MW aan kolenvermogen. In dit cijfer is de Nuon centrale Eemshaven niet meegenomen. De geschatte productie uit het kolenvermogen bedraagt 46 TWh. Inclusief deze Nuon-centrale (die in een latere fase geschikt kan worden gemaakt voor het gebruik van kolen als brandstof) neemt het kolenvermogen toe tot 8900 MW, en bedraagt de elektriciteitsproductie uit kolen 53 TWh. Deze kolencentrales zijn alle geschikt om door bijvoorbeeld biomassa bij te stoken, ook deels duurzame energie op te wekken.

Een bijzonder aspect van de aangekondigde nieuwbouwplannen is de grote concentratie van kolengestookt vermogen op de vestigingsplaatsen Eemshaven en Maasvlakte. Dat heeft te maken met het zoeken naar de locaties met de laagste kosten voor de aanvoer van kolen en eventueel biomassa, maar ook met de beschikbaarheid van voldoende koelwater. De afgelopen zomers is gebleken dat langs Europese rivieren langzamerhand zoveel centrales zijn gebouwd dat de grenzen van het koelvermogen zijn genaderd. Koelcapaciteit bovendien die kleiner wordt door wijzigingen van het klimaat met meer kans op hete zomers gevoegd bij droogteperiodes en verminderde wateraanvoer uit de bergen door de terugtrekkende gletsjers.

Het Nederlandse hoogspanningsnet schiet op dit moment ernstig tekort om zoveel nieuw productievermogen op de belangrijke vestigingsplaatsen Maasvlakte en Eemshaven te plaatsen. De Raad acht het dan ook van groot belang dat zo snel mogelijk te bezien hoe de relevante procedures kunnen worden verkort om tijdig de benodigde uitbreiding en versterking van het net te kunnen realiseren.

4.2.3 DE AMBITIES VOOR DUURZAME ENERGIEPRODUCTIE

De kabinetsplannen richten zich op een toename van het aandeel duurzaam in de Nederlandse energievoorziening tot 20% in 2020 en het stimuleren van nieuwe duurzame productie. Naast het hierboven aangegeven nieuwe grootschalige productievermogen dat in de pijplijn zit moet dus rekening gehouden worden met een uitbreiding van het duurzame productievermogen.

Het ligt voor de hand ervan uit te gaan dat de 20% doelstelling in beginsel geldt voor iedere sector van de energiehuishouding dus ook voor de elektriciteitssector. Hieronder wordt dit het 20% scenario genoemd.

In vele analyses wordt echter aangegeven dat in een aantal sectoren deze 20% doelstelling niet haalbaar is en dat derhalve in de elektriciteitssector de lat hoger gelegd moet worden. In dit verband wordt wel gesproken over een doelstelling voor de elektriciteitssector van 40% duurzaam. Om een beeld te krijgen van de mogelijkheden, implicaties en haalbaarheid van deze doelstelling is ook een 40% scenario geanalyseerd.

Onderstaand is getracht de duurzame productie voor beide scenario's concreet in te vullen. Bewust is ervoor gekozen om te volstaan met een ruwe schets. Dit is voldoende om in hoofdlijnen te kunnen aangeven wat beide scenario's inhouden en de effecten hiervan te onderzoeken

WINDENERGIE

Het gaat hier om zowel wind op land als om wind op zee. De kabinetsdoelen in Schoon en Zuinig gaat uit van een ambitie in 2012 om te komen tot in totaal 2000MW windvermogen op land, en in totaal 450MW wind op zee.

Voor het 20% duurzaam scenario is verondersteld dat windenergie uitgebreid wordt tot 4000MW op land met een bedrijfstijd van 2000 uur, en 3000MW op zee met een bedrijfstijd van 3000 uur. Dit levert 17 TWh aan windenergie op.

In het 40% scenario is ook 4000MW wind op land verondersteld. Alom wordt aangenomen dat dit min of meer het maximaal haalbare is. De windcapaciteit op zee is echter verondersteld te groeien naar 6000MW. De totale jaarlijkse windproductie stijgt hierdoor naar 26 TWh

BIOMASSA

Om de gestelde doelen te halen moet bovenstaande duurzame productie met windenergie aangevuld worden met elektriciteit uit biomassa. Andere opties zoals zonnecellen kunnen in deze periode slechts een verwaarloosbare bijdrage leveren en zijn dan ook buiten beschouwing gelaten.

Om de 20% doelstelling te halen is aanvullend 11 TWh duurzame productie uit biomassa nodig. Dit kan bereikt worden door biomassa als brandstof te gebruiken voor (kleinschalige) eenheden die volledig op biomassa draaien en door biomassa bij te stoken in de beschikbare kolencentrales. Met de thans voorziene 500 MW kleinschalige biomassa + 600 MW AVI's kan 7 TWh duurzame energie worden geproduceerd. Indien de resterende 4 TWh duurzame productie wordt gerealiseerd door bijstook in kolencentrales vergt dit een bijstook van biomassa van nog geen 10%. Technisch is dit geen probleem. Uit het gestelde in hoofdstuk 2 komt naar voren dat een dergelijk volume aan biomassa beschikbaar kan komen.

In het 40% scenario is naast de windenergieproductie van 26 TWh nog 30 TWh duurzame productie uit biomassa nodig om het beoogde doel: 56 TWh duurzame energie te bereiken. Indien we weer uitgaan van 7 TWh duurzame productie in kleinschalige biomassa eenheden/ AVI's vergt het bereiken van de 40% doelstelling dus additionele biomassaproductie van 23 TWh. Zelfs indien NUON-Eemshaven wordt uitgerust om volledig op biomassa te draaien (hetgeen 7,2 TWh duurzame productie levert) zou dit 16 TWh duurzame productie door bijstook vergen ofwel een bijstook van 35 %. Technisch is dit niet haalbaar. Het plafond van de bijstook is naar de huidige inzichten maximaal 30%. Dit komt overeen met 14 TWh duurzame productie uit biomassa via bijstook. Er zal dus additionele capaciteit moeten worden gebouwd om de resterende 2 TWh duurzame productie uit biomassa mogelijk te maken. Dit vergt ten minste 500 MW additioneel vermogen indien gekozen zou worden voor een eenheid die volledig op biomassa draait en 1000 MW additioneel kolenvermogen indien de voorkeur wordt gegeven aan bijstook. In deze verkenning is in dit scenario de bouw van 500 MW additioneel biomassavermogen verondersteld.

4.2.4 KLEINSCHALIGE PRODUCTIE

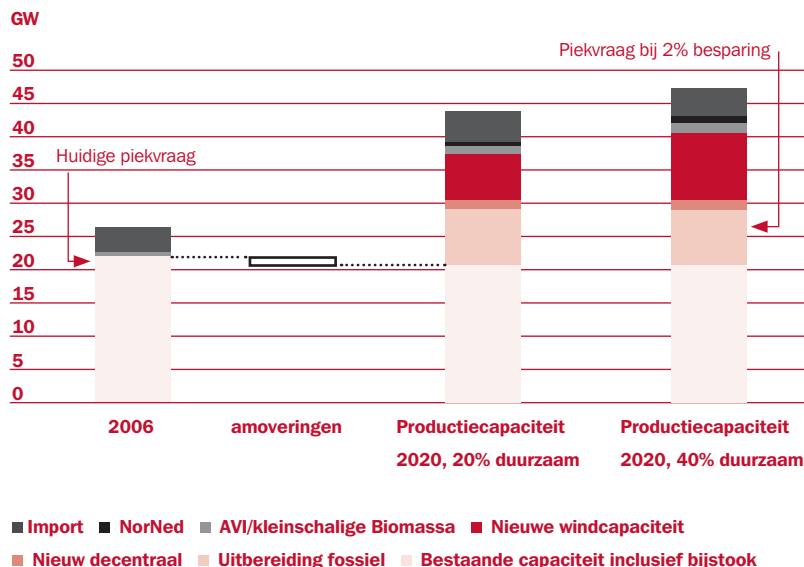
Naast de hierboven geschetste ontwikkelingen in de grootschalige productie is er onmiskenbaar weer een groeiende belangstelling voor kleinschalige elektriciteitsproductie met WKK-installaties. Vooral in de tuinbouw wordt geïnvesteerd in flexibel inzetbare WKK met warmtebuffers. Naast de energiebesparing die met deze installaties bereikt kan worden, zijn de extra opbrengsten, die hiermee mogelijk zijn uit piek-productie en piek-scheren, aantrekkelijk. De tuinbouw levert aldus een aanmerkelijke bijdrage aan het besparingsbeleid met interessante neveninkomsten. Ook de toepassing van WKK in huishoudens lijkt aan de vooravond van een doorbraak te staan. Micro-WKK of HR-E verwarmingsinstallaties worden op redelijk grote schaal thans uitgetest. Als deze testen goed verlopen en deze ontwikkeling zich doorzet dan kan verondersteld worden dat deze techniek een groeiend marktaandeel weet te verwerven.

Voor kleinschalige productie geldt dat de bijdrage hiervan aan de elektriciteitsproductie moeilijk voorspelbaar is. Zij zal afhangen van marktprijzen, stimuleringsbeleid en reacties daarop van bedrijfsleven en consument. Ingeschat wordt dat er toch rekening moet worden gehouden met tenminste een additionele 1000 en wellicht 2000 MW of meer productievermogen uit kleinschalige installaties. In deze verkenningen is uitgegaan van 1500 MW.

4.2.5 HET RESULTERENDE OPGESTELD PRODUCTIEVERMOGEN

Indien de hierboven aangegeven grootschalige projecten in de pijplijn gecombineerd worden met de ambities voor het stimuleren van duurzame productie en de (vrij autonome) ontwikkelingen in de markt voor kleinschalige productie ontstaat het volgende beeld voor de beschikbare productiecapaciteit in 2020:

Figuur 1: Elektriciteitsproductiecapaciteit 2006 - 2020



In bovenstaande figuur is expliciet de interconnectie met Noorwegen, NorNed opgenomen. Deze connectie is om twee redenen van belang: ten eerste kan deze connectie waterkracht van bestaande waterkrachtcentrales in Noorwegen leveren en dus een bijdrage leveren aan de levering van duurzame energie in Nederland. Ten tweede kan de connectie een rol spelen in het opvangen van mogelijke netproblemen als gevolg van de fluctuerende productie uit windenergie.

Zoals in paragraaf 4.1. is vermeld is er een elektriciteitsvraag in 2020 te verwachten van 140 TWh en voorts een behoefte aan piekvermogen van 24 GW.

Uit de confrontatie van verwachte vraag en verwacht beschikbaar productievermogen in 2020 kan voor beide duurzame scenario's het volgende worden geconcludeerd:

In de periode tot 2020 is er ruim voldoende productiecapaciteit op grond van de bestaande capaciteit, de (vrijwel) goedgekeurde nieuwbouwplannen, de beoogde uitbreiding van de duurzame productie en de ontwikkelingen in de markt van kleinschalige productie. De grootste onzekerheid is hoeveel meer duurzame productiecapaciteit in deze periode beschikbaar komt. Het beïnvloeden van de brandstofmix via nieuwbouw beperkt zich dus hiertoe. Er is daarnaast (enige) ruimte om de brandstofmix te beïnvloeden door de bijdrage van de verschillende soorten centrales aan de totale vraag te sturen.

Bij het beoordelen van de beschikbare capaciteit moet rekening worden gehouden met:

- Het sterk fluctuerende karakter van de windproductie. Vaak wordt op grond hiervan in de capaciteitsplanning gesteld dat ca 30% van het opgesteld windvermogen gemiddeld beschikbaar is. Wanneer het totale opgestelde windvermogen toeneemt is dit een te simpele benadering. In het vervolg van dit advies wordt dit nader toegelicht.
- Het benodigde reserve vermogen om de niet beschikbaarheid van productiemiddelen door storingen en onderhoud op te vangen. Globaal kan dit op ca 15% van het opgestelde vermogen worden gesteld. Met import kan deze vermogensbehoefte gedeeltelijk worden opgevangen
- De eerder genoemde onzekerheid over het vermogen dat geamoveerd wordt

Ook rekening houdend met het voorgaande is er zelfs in het 20% duurzaam scenario sprake van een overcapaciteit aan binnenlandse productiecapaciteit. Dit zal een prijsdrukkend effect hebben in de elektriciteitsmarkt. Voor het op peil houden van de rentabiliteit van de productiemiddelen is profijtelijke export van elektriciteit noodzakelijk. Onzeker is of hiervoor voldoende mogelijkheden zullen bestaan. In zowel het 20% scenario als het 40% scenario overstijgt de binnenlandse productiecapaciteit, exclusief windvermogen van ca 32 GW, al de vraag, inclusief reservevermogen (27,6 GW)

Voor beide scenario's geldt natuurlijk dat het benutten van de beschikbare capaciteit ofwel de feitelijke binnenlandse productie en import/export zal afhangen van de prijsverhoudingen op de nationale en internationale elektriciteitsmarkt. Onderstaand wordt nader ingegaan op de inzet van de productiemiddelen.

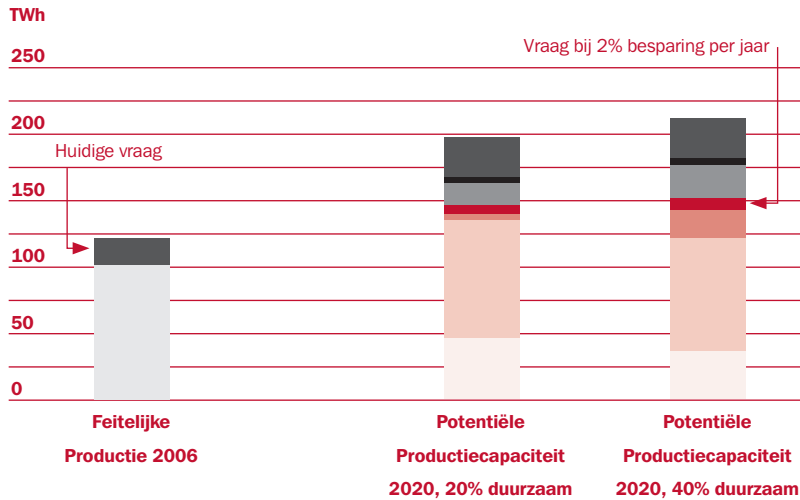
Overigens is het, gegeven voorgaande scenariobecijferingen, onzeker of de in beide bedoelde scenario's veronderstelde productiemiddelen ook daadwerkelijk gerealiseerd zullen worden. Het is immers – ook in een scenario – moeilijk voorstelbaar dat elektriciteitsproducenten verder zullen investeren indien daarmee een duidelijke overcapaciteit aan productievermogen wordt gerealiseerd, tenzij men investeert in productievermogen dat zo goed in de 'merit order' zal scoren dat daardoor ander, reeds bestaand, vermogen 'uit de markt' kan worden gedrukt.

4.3 DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE IN DE PERIODE 2006-2020

De vraag hoe de beschikbare productiecapaciteit benut zal gaan worden voor de daadwerkelijke productie is feitelijk niet te beantwoorden aangezien de wisselende vraag, de marktprijzen van brandstoffen en import/exportprijzen van elektriciteit de inzet van productiemiddelen bepalen. Er kan wel worden aangegeven wat de potentiële productie is die met de beschikbare productiemiddelen kan worden gerealiseerd, op basis van gemiddelde cijfers uit het verleden over de bedrijfstijd van de verschillende soorten centrales.

Dit levert het onderstaande beeld op waarin ook de potentiële import via de interconnectie met het buitenland is aangegeven. De potentiële export is uiteraard hieraan gelijk.

Figuur 2: Potentiële energieproductie 2006-2020



Feitelijke productie zal afhangen van prijsverhoudingen nationaal en internationaal

■ Import ■ NorNed ■ Wind ■ AVI.ded Biomassa ■ Biomassa bijstook ■ Gas
 ■ Kolen/Nucleair ■ Binnenlandse productie

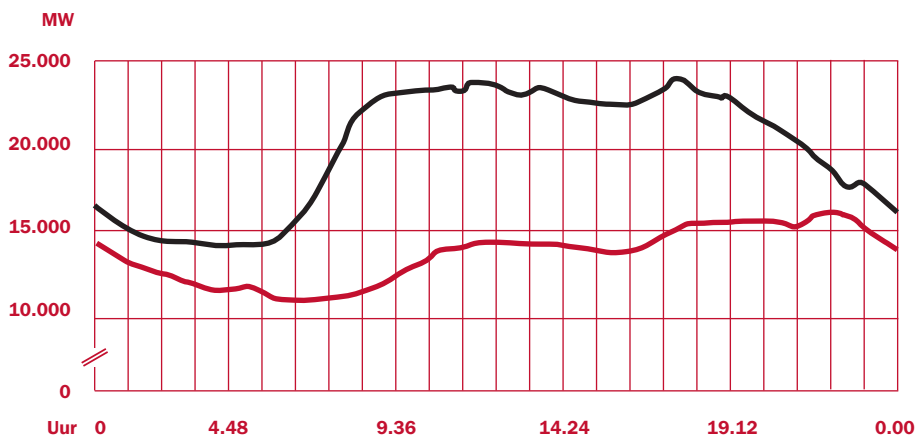
Er kan duidelijk meer geproduceerd/geïmporteerd worden dan er nodig is. De potentiële overproductie is feitelijk groter want in de hierboven gegeven becijferingen is er al rekening mee gehouden dat het centrale gasvermogen onder normale omstandigheden slechts een bedrijfstijd zal hebben die maar de helft is van de maximale bedrijfstijd die mogelijk is.

In de elektriciteitsvoorziening is dit beeld normaal. Door de sterk wisselende vraag naar elektriciteit, het gebrek aan mogelijkheden om elektriciteit op te slaan en het beschikbare reservevermogen om storingen op te kunnen vangen kan er altijd meer geproduceerd worden dan gevraagd. De verschillende soorten productiemiddelen zullen dus met elkaar concurreren om voorrang in de feitelijke productie. Hierbij spelen twee aspecten een rol:

- De variabele kosten van de productie. In beginsel komen de productiemiddelen met de laagste variabele kosten het eerst aan bod daarna de duurdere enz. Deze zogenaamde *merit order* bepaald de volgorde waarin productiemiddelen worden aangesproken om

in de vraag te voorzien. In een vrije markt is dit het richtsnoer voor het operationeel handelen. De import wordt in deze *merit order* meegenomen op basis van de aangeboden prijzen. De export is additionele vraag die beneden een bepaalde prijs ontstaat.

- De fluctuaties in de vraag gedurende een dag. Deze fluctuaties zijn groot zoals hieronder blijkt:



Figuur 1: Het verloop over de dag van de geraamde belasting in 2020, voor zowel de dag van de hoogste als de dag van de laagste belasting. — is hoog, — is laag

Om in de vraag tijdens de daguren - die bijna het dubbele is van de vraag in de nacht - te kunnen voorzien is het nodig om een zekere hoeveelheid productievermogen in de nacht op een laag pitje door te laten draaien. Dit geldt vooral voor kolen/biomassa eenheden. Gasgestookte eenheden kunnen beter aan- en afgeschakeld worden, behalve een deel van de gasgestookte productie in WKK-eenheden. Vooral in de industrie is de warmte (stoom)vraag bepalend voor de elektriciteitsproductie in WKK eenheden. Continubedrijven hebben ook in de nacht warmte nodig als gevolg waarvan WKK-eenheden bij deze bedrijven – wellicht iets teruggeregeld – door moeten draaien. Dit levert een zekere hoeveelheid fossiel gestookt productievermogen op dat ook in de nacht door moet/zal draaien (“must

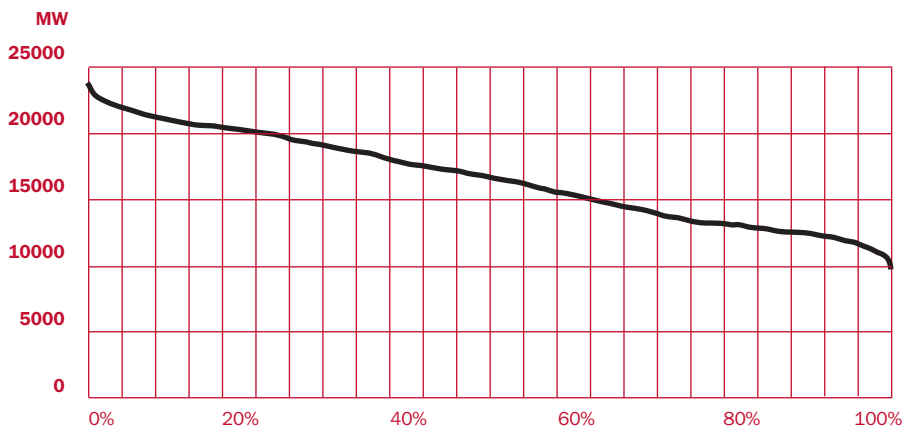
run"-vermogen). Ook de Micro WKK's in de woning zullen hiertoe gerekend moeten worden.

Gegeven deze randvoorwaarden is het interessant om na te gaan wat dit betekent voor de feitelijke inzet van het productievermogen:

- Op de dag van de hoogste en laagste belasting
- Gedurende het jaar. Dit kan het beste worden weergegeven door gebruik te maken van de zogenaamde belastingduurkromme. In het kader is toegelicht wat deze kromme inhoud.

Onderstaand zal dit voor beide scenario's worden toegelicht. Hierbij wordt voorbijgegaan aan import en export omdat dit het toch al ingewikkelde beeld nog complexer zou maken. Benadrukt moet worden dat het om schattingen gaat, die vooral bedoeld zijn om na te gaan of er sprake is van een evenwichtig productiepark en/of er een noodzaak is om aanvullende maatregelen te nemen om dit park evenwichtiger te maken.

De vraag naar elektriciteit fluctueert. Slechts een beperkt aantal uren is de vraag maximaal. Dit zal meestal in de winterperiode zijn op een koude donkere dag. De rest van het jaar is er minder vraag afhankelijk van het uur van de dag, het weer, het aantal uren zonlicht enz. De vraag naar elektriciteit gedurende het jaar kan gerangschikt worden naar het aantal uren dat de vraag op een bepaald niveau ligt. Dit wordt de belastingduurkromme genoemd. Onderstaande een voorbeeld hiervan:



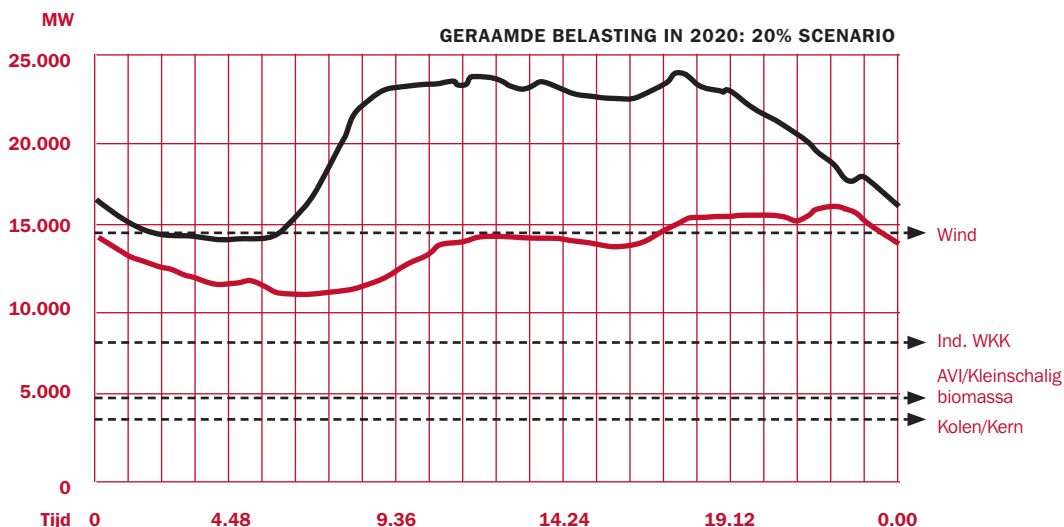
Het oppervlak onder de kromme is gelijk aan de hoeveelheid elektrische energie die jaarlijks geproduceerd moet worden. Aangegeven kan worden welke productiemiddelen hiervoor het meest in aanmerking komen. Voor de hoogste bedrijfstijden (het onderste deel van de kromme zullen uiteraard de eenheden met de laagste variabele kosten worden benut (wind/kernenergie) . Gevolgd door de eenheden die iets duurder zijn (in volgorde kolen, gas etcetera). Bij deze opbouw in lagen moet rekening gehouden worden met de eerder genoemde “must run” eenheden. Ongeacht de variabele kosten zullen deze eenheden immers een voldoende aantal uren in bedrijf moeten blijven. Aldus kan in lagen de vereiste productie worden toegedeeld aan de verschillende soorten centrales. Met deze belastingduurkromme kan aldus op simpele wijze worden aangegeven welke verdeling van de productie over de beschikbare productiemiddelen in een ideale markt zal ontstaan.

DE DAGPRODUCTIE

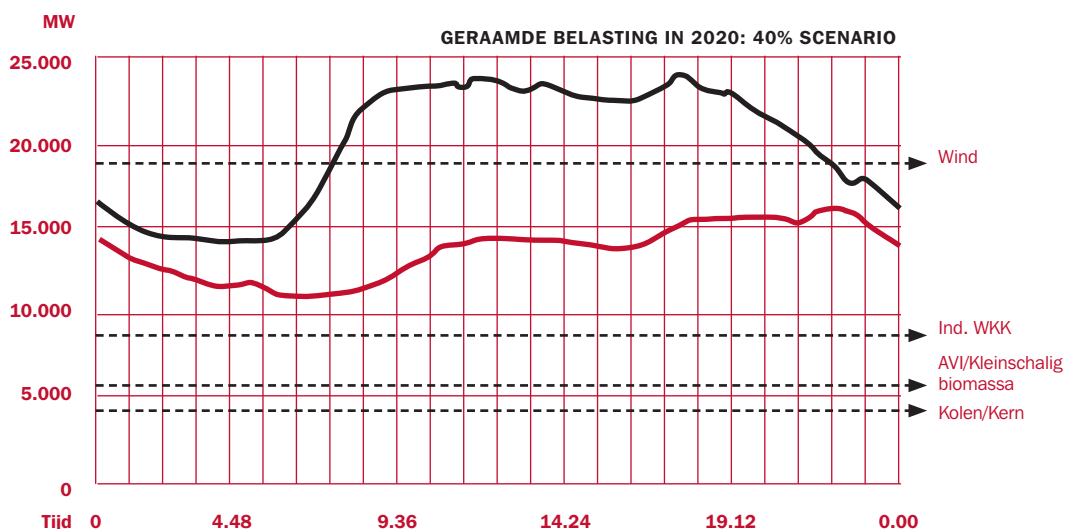
Onderstaand zijn voor de dag met de hoogste en laagste belasting schattingen gemaakt van de mogelijk inzet van productiemiddelen en daarbij is aangenomen dat het waait en de windproductie op volvermogen draait.

De onderstaande figuren laten zien dat indien het waait er sprake is van aanzienlijke productieoverschotten in de nachtelijke uren, die in beginsel niet kunnen worden opgevangen door de overige binnenlandse productie. Slechts door het terugregelen van de windproductie of het volledig afschakelen van (een deel van) het “must run” vermogen kunnen vraag en aanbod weer in evenwicht worden gebracht. In de zomer kan het “must run” vermogen nog wat verder beperkt worden. In de winterperiode is dit onaanvaardbaar omdat dit vermogen dan ook gedurende de dag niet beschikbaar is voor productie. Ook in de zomerperiode blijft er sprake van een aanmerkelijke hoeveelheid “must run” vermogen waardoor er met een maximale windproductie sprake blijft van aanzienlijke vermogenoverschotten. Dat is ook niet verwonderlijk. Met een nachtbelasting onder de 10000 MW kan in het 40% scenario alleen de windproductie al in de volledige vraag voorzien.

Figuur 2: Elektriciteitsvraag, als functie van de uren van de dag, zowel voor de dag met de hoogste als de dag met de laagste belasting. Horizontale lijnen geven de denkbare invulling door verschillende opwektechnieken aan. Kolen, kernenergie, AVI, kleinschalige biomassa en industriële WKK vormen tezamen het 'must run' vermogen. — is hoog, — is laag



Een alternatief zou zijn om de overschotten door export op te vangen. Betwijfeld moet worden of dit mogelijk is. Het is immers zeer waarschijnlijk dat in de periodes waarin Nederland kampt met aanzienlijke overschotten, ook in het aangrenzende buitenland door het toenemende aandeel windenergie dat het geval is. Dit geldt zeker voor het belangrijkste exportland Duitsland maar wellicht ook voor België en het VK. Het opvangen van de overproductie door export leidt in ieder geval tot druk op de groothandelsprijzen. In feite betekent dit dat subsidies verhoogd moeten worden om de duurzame productie uit wind maar ook uit andere bronnen rendabel te houden. Zonder gedegen onderzoek naar de exportmogelijkheden, de hiervoor vereiste goede overeenstemming/afstemming tussen de systeembeheerders en de negatieve gevolgen van deze opvang via export voor de financiële ondersteuning van duurzame



productie is het naar de mening van de Raad niet verantwoord om hierop te vertrouwen. Overigens is de Raad niet optimistisch over de mogelijkheid om uit bedoelde exportstudie relevante conclusies te verkrijgen. Dit gezien het feit dat in alle relevante landen stevige inspanningen aan de orde zijn om het percentage duurzame productie te verhogen, in het bijzonder van windenergie, waardoor ook daar in meerdere of mindere mate soortgelijke problemen te verwachten zijn die men vervolgens via ‘export’ op het buitenland zal trachten af te wentelen.

Bijgevolg is het naar de mening van de Raad noodzakelijk om in de beschreven scenario’s ervan uit te gaan dat de beoogde toename van het aandeel wind, het scheppen van opslagmogelijkheden noodzakelijk maakt. Hierbij zou gedacht moeten worden aan ca. 2500 MW in het

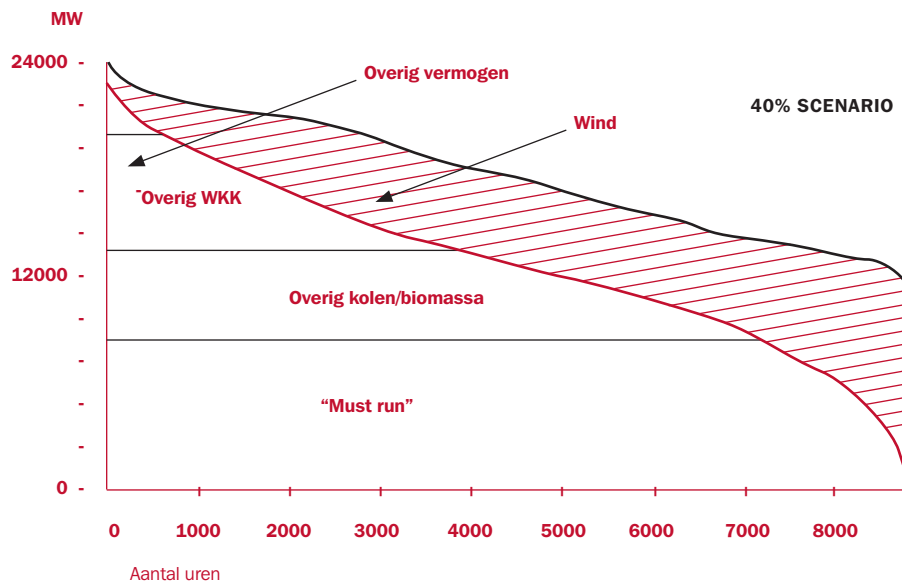
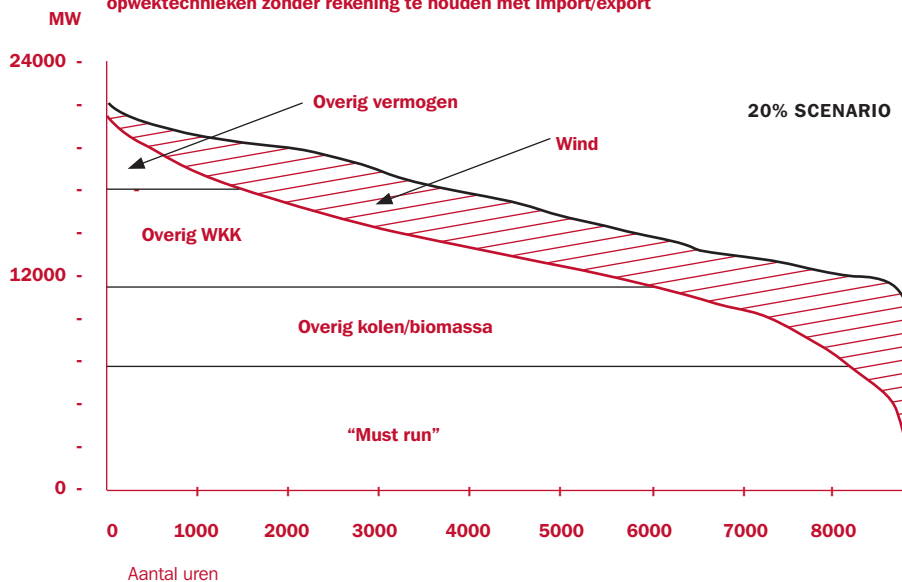
20% scenario en ca. 5000 MW in het 40% scenario. Op deze wijze kan voorkomen worden dat windproductie moet worden teruggeregeld om productieoverschotten te voorkomen. Opslag vergt echter aanzienlijke investeringen en gaat gepaard met substantiële energieverliezen. Het is de Raad onduidelijk hoe de kosten hiervan zullen afsteken tegen de waarde van gemiste windproductie die moet worden teruggeregeld. Eerder wees de Raad erop dat in beide scenario's een beduidende overcapaciteit aan opwekvermogen besloten ligt hetgeen een prijserosie waarschijnlijk maakt.

Overigens kan uit de bovenstaande figuren ook worden afgeleid dat er sprake is van een verlies aan energiebesparing en duurzame productie omdat het "must run" vermogen tesamen met de windproductie in ieder geval in de nacht maar ook gedurende de dag de WKK-productie uit gasgestookte eenheden die geen "must run" karakter hebben en in mindere mate de overige kolen/biomassa productie er uit drukken. De nadruk op de kostbare windproductie leidt dus tot verlies aan de goedkopere duurzame productie uit biomassa en ontsparing door het teruglopen van de WKK-productie. Hierna wordt op dit effect nader ingegaan

DE JAARPRODUCTIE

Net als de vraag fluctueert de windproductie ook sterk over het jaar. Er is redelijk goed bekend hoeveel uren per jaar er gerekend kan worden op een bepaalde bijdrage van de windenergie, maar welke uren dit zijn is niet aan te geven. De overige productie is wel inplanbaar. De enige manier om deze fluctuerende bijdrage van windenergie in de jaarproductie goed weer te geven is om deze te beschouwen als een vermindering van de vraag. Dit houdt in dat de te verwachten belastingduurkromme in het jaar 2020 gecorrigeerd moet worden voor de bijdrage van 7 respectievelijk 10MW windenergie in de twee scenario's. Met dit als uitgangspunt kan de resterende vraag als volgt worden verdeeld over de beschikbare productiemiddelen om een optimaal resultaat te bereiken:

Figuur 4: Inschatting van de verdeling van de jaarproductie over de verschillende opwektechnieken zonder rekening te houden met import/export



Wat in de analyse van de dagbelastingen al zichtbaar was komt in deze figuren nog duidelijker naar voren. Windenergie drukt de WKK-productie sterk weg. Afgezien van de industriële WKK's die maar beperkt kunnen worden teruggeregeld, neemt de productie in de overige gasgestookte WKK-eenheden (ca. 6000 MW) sterk af. Het gemiddeld aantal bedrijfsuren van deze installaties daalt in het 20% scenario naar 3000 uur en in het 40% scenario zelfs naar 1500 uur. Terugdringen van de WKK-productie betekent dat de energiebesparing die hiermee bereikt wordt vermindert.

De duurzaamheidsdoelstelling kannibaliseert op deze wijze het besparingsbeleid. Teveel duurzame productie met name met windenergie drukt de productie in WKK-installaties weg. In het 40% scenario krijgt dit effect een omvang die niet acceptabel is. Gezien het eerdere standpunt van de Raad dat energiebesparing de eerste prioriteit in het beleid zou moeten zijn, wijst zij op grond hiervan dit scenario van de hand

Ook de verdeling van de duurzame doelstelling over de verschillende duurzame opties verdient nadere aandacht. Veel windcapaciteit drukt de beter regelbare duurzame productie uit biomassa weg. Gezien de aanzienlijk hogere onrendabele top van windenergie t.o.v. biomassa werkt dit kostprijsverhogend. De Raad is zich er terdege van bewust dat er onbeantwoorde vragen zijn over de beschikbaarheid van (als duurzaam aan te merken) biomassa voor duurzame productie. Toch zou met een betere optimalisatie van de inzet van de verschillende opties veel geld bespaard kunnen worden.

4.4 ANALYSE VAN DE TWEE SCENARIO'S OP GROND VAN DE DRIE BELEIDSDOELN

Om de twee scenario's verder te beoordelen is toetsing ervan aan de beleidsdoelen "Betrouwbaar", "Betaalbaar" en "Schoon" noodzakelijk.

4.4.1 BETROUWBAAR

In beide scenario's is er sprake van een verschuiving van de productie richting kolen/biomassa en wind. Op grond van de beoordeling van deze energiebronnen in hoofdstuk 2 heeft het grotere aandeel kolen/biomassa een positief effect op de betrouwbaarheid. Het groeiend aandeel windenergie vermindert weliswaar de afhankelijkheid van geïmporteerde brandstoffen maar

vereist passende oplossingen voor het opvangen van de fluctuerende bijdrage van windenergie. Deze kunnen worden gevonden in:

- *Voldoende snel reagerend (gasgestookt)productievermogen*
Het aandeel gasgestookte productie in het park neemt af. Het resterende gasvermogen is vooral WKK vermogen waarvan een groot deel niet geschikt is voor start-stopbedrijf en als het hiervoor wordt gebruikt gaat in ieder geval de energiewinst die met WKK mogelijk is verloren. Uitzondering hierop vormt de ca. 3000 MW WKK vermogen in de tuinbouw die door de toepassing van warmtebuffers een grote bijdrage kan leveren aan het opvangen van fluctuaties in de windproductie.
- *Import/export*
de export van overschotten of import van tekorten kan natuurlijk benut worden voor het opvangen van fluctuaties in de windproductie. Er dient echter wel in aanmerking worden genomen dat, indien er sprake is van productieoverschotten door veel windproductie, het aannemelijk is dat dit ook elders met name in Duitsland het geval is. Het omgekeerde kan eveneens het geval zijn. Kortom er zal minder ruimte zijn voor het opvangen van fluctuaties via import/export dan op het eerste gezicht lijkt.
- *Energieopslag*
Door Kema/Lievense is onlangs een plan gepresenteerd voor een energie-eiland voor de kust waarmee 2500 MW buffercapaciteit kan worden verkregen voor het opvangen van fluctuaties in de windproductie. Hiermee zou een investering gemoeid zijn van 3,5Mrd euro. Voor het 20% scenario zou hiermee – in samenhang met de hiervoor genoemde maatregelen – kunnen worden bereikt dat de groeiende windproductie geen afbreuk doet aan de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening. Voor het 20% scenario is, zoals eerder aangegeven, waarschijnlijk een opslagmogelijkheid van ca. 2500 MW en in het 40% scenario 5000 MW nodig om de huidige betrouwbaarheid van de voorziening te handhaven. In de Kema/Lievense studie is aangegeven dat 2500 MW buffercapaciteit in het energie-eiland ook toereikend zou zijn voor 10000 MW windenergie. Hierbij is naar de mening van de Raad echter onvoldoende aandacht besteed aan de hierboven beschreven “must run” problematiek in het totale

productiepark. Benadrukt moet worden dat de hiervoor gegeven cijfers ruwe schattingen zijn die echter naar de mening van de Raad de orde van grootte van de benodigde buffercapaciteit goed benaderen

Naast het energie-eiland zijn er andere opslagmogelijkheden denkbaar. Hiernaar wordt thans studie verricht. Het is echt niet aannemelijk dat die goedkoper zullen zijn en een buffercapaciteit kunnen leveren van 2500-5000 MW. Vandaar dat de Raad gerekend heeft met de gegevens die uit de Kema/Lievens studie zijn gekomen.

Voor iedere vorm van energieopslag (ook , zij het in mindere mate, die in warmtebuffers bij de kastuinbouw) geldt dat er een aanzienlijk percentage van de opgeslagen energie verloren gaat. Hierbij moet gedacht worden aan 25% of meer. Naast de kosten van de benodigde investeringen werkt ook dit kostprijsverhogend.

Samenvattend moet dus geconcludeerd worden dat de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening negatief beïnvloed wordt door het groeiende aandeel duurzaam in het productiepakket. Er zijn aanzienlijke aanvullende investeringen in opslagcapaciteit nodig om dit te compenseren. Voor het 20% scenario bedragen deze ca. €2,5 mrd en in het 40% scenario het dubbele. Daarnaast levert het toepassen van opslag vrij aanzienlijke energieverliezen op die ook kostprijs verhogend uitwerken.

4.4.2 BETAALBAAR

Vrijwel alle duurzame productie is naar de huidige maatstaven niet rendabel. In een open concurrerende energiemarkt kunnen deze productievormen dus alleen aan bod komen indien het verschil met de marktprijs via subsidies wordt gecompenseerd of wanneer een percentage duurzaam in de levering verplicht wordt gesteld. In het laatste geval komen de hogere kosten in eerste instantie voor rekening van de elektriciteitsproducent. De situatie op de elektriciteitsmarkt zal vervolgens bepalen in welke mate en in welk tempo de kosten aan de consument zullen worden doorberekend. Op langere termijn komen die kosten in ieder geval bij de consument terecht, zoals ook in hoofdstuk 2 is behandeld.

Voor wind op land worden de productiekosten op dit moment geschat op €71 per MWh. Voor wind op zee zijn de kosten hoger, en hangen bovendien af van hoever het park uit de kust staat. Voor parken op 20km uit de kust worden de productiekosten geraamd op €107 per MWh; voor de verder weg gelegen parken op €136 per MWh. Uitgaande van te verwachten (hoge) energieprijzen van ca 60 €/MWh. Betekent dit dat de onrendabele top varieert van € 10/MWh voor wind op land tot 47-76 €/MWh voor wind op zee. Het realiseren van de winddoelstelling vergt dus een financiële ondersteuning van een kleine € 600 mln. per jaar voor het 20% scenario en meer dan het dubbele (€ 1.275) voor het 40% scenario. Het is niet te verwachten dat de onrendabele top van windenergie belangrijk zal dalen door technische ontwikkeling. De windtechnologie is redelijk uitontwikkeld en de kostenvoordelen als gevolg van eventuele lagere investeringen kunnen gemakkelijk teniet worden gedaan door stijging van de rentevoet.

Het realiseren van de winddoelstelling vergt bovendien nog investeringen in opslag en het compenseren van de energieverliezen die bij opslag optreden. Voor het 20% scenario betekent dit ruwweg geschat een investering van € 3,5 mld ofwel kapitaalslasten van ruim € 200 mln/jaar en in het 40% scenario wellicht het dubbele. Zelfs indien er rekening mee wordt gehouden dat een dergelijke opslag piekvermogen bespaart, dan nog is er sprake van netto investeringen van € 2,1 mld in het 20% scenario en € 4,2 mld in het 40% scenario met hieraan verbonden lasten van € 130 resp € 260 mln/jaar. Indien verondersteld wordt dat 25% van de geleverde windenergie via het opslagsysteem loopt en hierbij verliezen optreden van 25% dan is er in beide scenario's sprake van verliezen van 1-1,5 TWh. Tegen de marktprijs van € 60/MWh gaat hiermee € 60-90 mln verloren. Feitelijk moet echter gerekend worden met de waarde van de duurste MWh wind ofwel € 136 MWh. Dit betekent dat de verliezen een waarde hebben van € 140 - € 210 mln. Totaal betekent dit dat aan opslag een prijskaartje hangt van tenminste € 270 - € 470 mln/jaar voor het 20% resp. het 40% scenario. Met overige kosten zoals bediening en onderhoud is hierbij nog geen rekening gehouden. Ook deze rekening zal gecompenseerd moeten worden om opslag betaalbaar te maken hetzij door de rekening bij de systeembeheerder (en in ieder geval op langere termijn bij de consument) neer te leggen ofwel door financiële steun van de overheid (dus door de belastingbetaler).

De kosten voor energie uit biomassa zijn al even divers als de aard van biomassastromen zelf, en daarnaast afhankelijk of het gaat om bijstoken in kolencentrales of zelfstandige, bijvoorbeeld decentrale, installaties. De onrendabele top voor toepassing van biomassa ligt echter een stuk lager dan bij wind. Voor bijstook in kolencentrales gaan we uit van €65 per MWh. Gaan we uit van installaties met een grootte tussen de 10-50MW_e dan zijn de kosten €84/MWh voor hout als grondstof en loopt dit op tot €150/MWh voor bio-olie. Gemakshalve is de gemiddeld onrendabele top bij biomassa gesteld op € 10.MWh bij een energieprijis van € 60/MWh. De vereiste financiële ondersteuning zou op grond hiervan € 110 mln. per jaar bedragen in het 20% scenario en € 300 mln. per jaar voor het 40% scenario.

De totale “rekening” voor het 20% scenario bedraagt dus bij een marktprijs voor elektriciteit van € 60/MWh bijna € 1000 mln. per jaar en voor het 40% scenario ruim € 2000 per jaar. Met iedere € 10/MWh stijging of daling van de marktprijzen voor elektriciteit daalt of stijgt dit bedrag met € 280 resp. € 560 mln. Een prijs voor CO₂ emissierechten van € 50/ton CO₂ betekent dat emissierechten de productiekosten met 18 €/MWh verhogen voor gasgestookte centrales respectievelijk 27 €/MWh kolencentrales. Emissierechten kunnen dus een beduidende invloed hebben op de onrendabele top van wind.

4.4.3 SCHOON

De beoogde vergroting van de duurzame productie levert een goede bijdrage aan de doelstelling schoon. Alvorens met name in te gaan op het effect van de scenario's op CO₂ emissies moeten hier toch kanttekening bij worden geplaatst.

BESCHIKBAARHEID VAN BIOMASSA

In hoofdstuk 2 is reeds aangegeven dat naar verwachting op langere termijn 10 à 20 % van de energievoorziening uit duurzame biomassa kan worden gedekt, maar dat voor de periode voor 2020 eerder gedacht moet worden aan 5 - 10%. Dit komt overeen met 7 - 14 TWh in de elektriciteitsproductie, zodat de 11 TWh uit biomassa, die in het 20% scenario nodig is, net haalbaar lijkt. De 30 TWh die in het 40% scenario nodig zou zijn, is niet haalbaar.

HET EFFECT VAN HET AANDEEL WINDENERGIE OP DE OVERIGE ENERGIEPRODUCTIE

Eerder is uiteengezet dat de windenergieproductie in combinatie met het “must run” productievermogen tot gevolg heeft dat de resterende productie in kolen/biomassa centrales en WKK eenheden wordt weggedrukt waardoor deze productie minder bedrijfsuren gaat maken. Dit heeft twee gevolgen:

- Er kan minder biomassa worden bijgestookt
- De energiebesparing die met WKK-productie kan worden gerealiseerd gaat verloren.

Naar schatting is het eerste effect in het 40% scenario zo groot dat ook om deze reden de beoogde biomassa inzet in dit scenario niet haalbaar is tenzij nog meer productievermogen voor uitsluitend biomassa wordt bijgebouwd in een markt die toch al sterk onder druk staat door een vermogensoverschot.

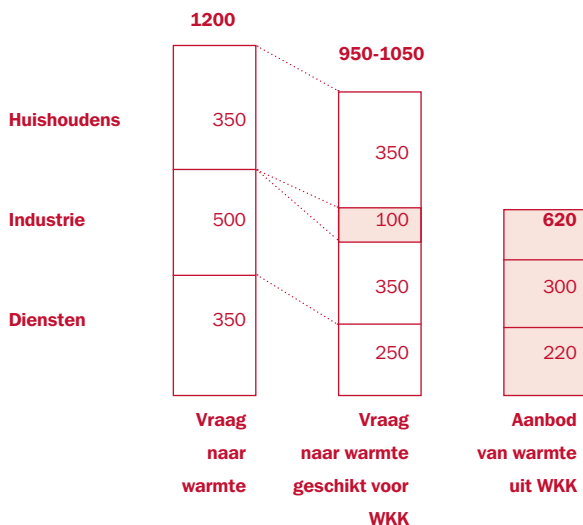
Het tweede effect betekent dat de duurzame doelstelling het besparingsbeleid kannibaliseert. In het 40% scenario krijgt dit effect een omvang die niet acceptabel is. Gezien het eerdere standpunt van de Raad dat energiebesparing de eerste prioriteit in het beleid zou moeten zijn wijst zij op grond hiervan dit scenario van de hand.

HET STIMULEREN VAN RESTWARMTEBENUTTING

Kiezen voor besparen als eerste prioriteit betekent dat ook de mogelijkheden om restwarmte te benutten hoge prioriteit moeten krijgen. Het primair energieverbruik voor de productie van warmte overtreft ruim het primair energiegebruik voor de elektriciteitsproductie. Restwarmterecycling van de elektriciteitsproductie kan daarentegen een zeer substantiële bijdrage leveren aan het reduceren van de vraag naar primaire energie voor warmte.

Een globale schatting van het theoretisch potentieel voor restwarmtelevering door de elektriciteitsproductie levert het volgende beeld op:

Figuur 4: De warmtevraag geschikt voor WKK is groter dan het aanbod aan warmte in het 'volledig WKK' scenario



Aannames

- De groei in warmtevraag bedraagt 5 % voor de periode 2005-2020
- WKKs kunnen 70 tot 80 % van de warmte vraag leveren in industrie en diensten.
- ECN maakt een inschatting van 700 PJ WKK-ble warmtevraag exclusief huishoudens en raffinaderijen, hetgeen 100 PJ meer is dan onze conservatieve inschatting van 600 PJ.
- Alle huishoudens kunnen overstappen op een micro WKK.
- Raffinaderijen zijn buiten beschouwing gelaten.
- Centrale WKKs leveren circa de helft van de elektriciteitsproductie in 2020.

Vraag naar warmte en aanbod van warmte bij maximale inzet WKK in 2020 [PJ]. Bron: CBS, ECN, Roland Berger analyse

Er is dus voldoende warmtevraag die zich in principe leent om gedekt te worden door leveringen van restwarmte. Zelfs met een zeer ambitieus nieuwbouwprogramma voor WKK's kan hiervan slechts 60% worden ingevuld. Er is in beide scenario's geen ruimte voor WKK-nieuwbouw. Maar ook de productie uit bestaande WKK-installaties staat onder druk.

In verband hiermee kan er gekeken worden naar:

- Het (financieel) stimuleren van de inzet van bestaande WKK
- Een verdere uitbreiding van warmte-infrastructuur in de omgeving van bestaande centrales.

HET STIMULEREN VAN DE INZET VAN WKK PRODUCTIE

De liberalisering van de energiemarkt en de sterk gestegen brandstofprijzen, met name die van gas, hebben een zeer negatieve uitwerking gehad op de elektriciteitsproductie met WKK-eenheden en dus op de afzet van de restwarmte uit deze eenheden. Omdat WKK voornamelijk gasgestookt is, staat een deel van de WKK-productie stil wanneer de vraag naar elektriciteit laag is en dus de prijzen laag zijn, met name 's nachts. WKK-productie wordt dan verdrongen door kolencentrales met lage variabele kosten die louter elektriciteit produceren. De potentiële energiebesparing die door het combineren van elektriciteitsopwekking van warmtelevering bereikt kan worden gaat hierdoor verloren. Bezien vanuit de beleidsdoelstelling schoon is dit een ongewenst effect. Overigens hebben de prijsontwikkelingen van steenkolen getoond dat deze bijzonder snel zijn gestegen naar niveaus die weinigen verwacht zullen hebben. Het kan zijn dat daardoor een zeker mitigerend effect gaat ontstaan van het hierboven beschreven effect.

De Raad bepleit om de economische situatie zo snel mogelijk te verbeteren door WKK-producenten voor de met restwarmtelevering bereikte CO₂-reducties buiten het ETS-systeem te compenseren door:

- het geven van CO₂-credits,
- een financiële compensatie gelijk aan de waarde van de bespaarde CO₂-reducties.

Het laatste kan gezien worden als alternatief voor het inkopen van CO₂-credits door de overheid in het buitenland in het kader van “CDM/Joint implementation”

Een minder aantrekkelijk alternatief is om houders van WKK-installaties (en van micro-wkk installaties met een minimum aan totaal vermogen) een bedrag van €12,50 per ton CO₂ te vergoeden voor de vermeden CO₂-uitstoot ten opzichte van die van een ‘gemiddelde’ kolentrale.

EEN VERDERE UITBREIDING VAN DE WARMTE-INFRASTRUCTUUR

Aangezien de ruimte voor nieuwbouw tot 2020 al vrijwel geheel is ingevuld zou vooral gekeken moeten worden naar uitbreiding van warmte-infrastructuur rond bestaande productielocaties. Onlangs is door SenterNovem een analyse hiervan gemaakt. In deze analyse worden vier gebieden met potentieel geïdentificeerd: Rijnmond, Noordvleugel Randstad,

Emmen en omgeving, knooppunt Arnhem-Nijmegen.³⁴ Deze vier gebieden tezamen geven de volgende potentiën:

Sector	Aantal	Technisch potentieel restwarmte afzet in PJ
Woningbouw	260.000	6,6
Kantoren (bruto vloer opp.)	2.600.000	0,5
Glastuinbouw (hectare)	1.135	13,2
totaal		20,3 PJ

Ondanks de problemen in het verleden met het ontwikkelen van nieuwe collectieve verwarmingssystemen zou het toch aanbeveling verdienen om ook dit potentieel voor restwarmte te benutten. De raad vraagt zich af of de structureel en beduidend hogere energieprijzen voor deze potentiële projecten de onrendabele top zo hebben verkleind dat aan een subsidiering van deze infrastructuuruitbreiding gedacht kan worden, althans indien dat niet strijdig is met EU-wet en regelgeving.

Gezien de duurzame doestellingen worden in beide scenarios aanzienlijke reducties van de CO₂-emissies bereikt. Het verhogen van de duurzame productie van de huidige 3% naar 20-40% betekent immers een aanzienlijke CO₂-emissiereductie. Hierbij moet echter het volgende worden aangetekend:

- Het wegdrukken van de WKK-productie die in het 40% niet acceptabele vormen aanneemt werkt emissieverhogend. De weggedrukte restwarmteleveringen moeten worden opgevangen met productie in traditionele ketels, hetgeen emissies tot gevolg heeft.
- De hierboven aangegeven stimulering van de restwarmtebenutting die in het 20% scenario wordt verondersteld, zal daarentegen een emissiereductie bewerkstelligen. Het kwantitatieve effect daarvan is zonder detailstudies moeilijk in te schatten.
- De Nederlandse elektriciteitsproductie zal door uitbreiding van de kolenproductie en de gesubsidieerd windenergie concurrerender worden met het buitenland. De import zal naar verwachting hierdoor afnemen. Het vervangen van (emissieloze) geïmporteerde stroom door eigen productie in (waarschijnlijk efficiëntere) centrales werkt echter negatief

34

Nederland en een duurzame wereld -Tweede Duurzaamheidsverkenning MNP, Nov. 2007

uit voor de Nederlands CO₂-balans. Dit is de bizarre consequentie van de EU regelgeving voor de emissiehandel.

Het netto effect van de genoemde positieve en negatieve invloeden om de CO₂-uitstoot is niet makkelijk aan te geven. Toch is in onderstaande figuur een poging hiertoe gedaan voor het 20% scenario.

Hierin wordt voor de gehele energievoorziening een beeld gegeven van de situatie in 2020 voor wat betreft het bereiken van de CO₂-reductiedoelstelling van 30% ten opzichte van 1990, in CO₂-equivalenten.

Zonder extra beleid komt het niveau van de CO₂-emissies op 246 Mton in 2020. De doelstelling voor 2020 is 150 Mton. Extra maatregelen tot 2020 om de emissies verder te reduceren:

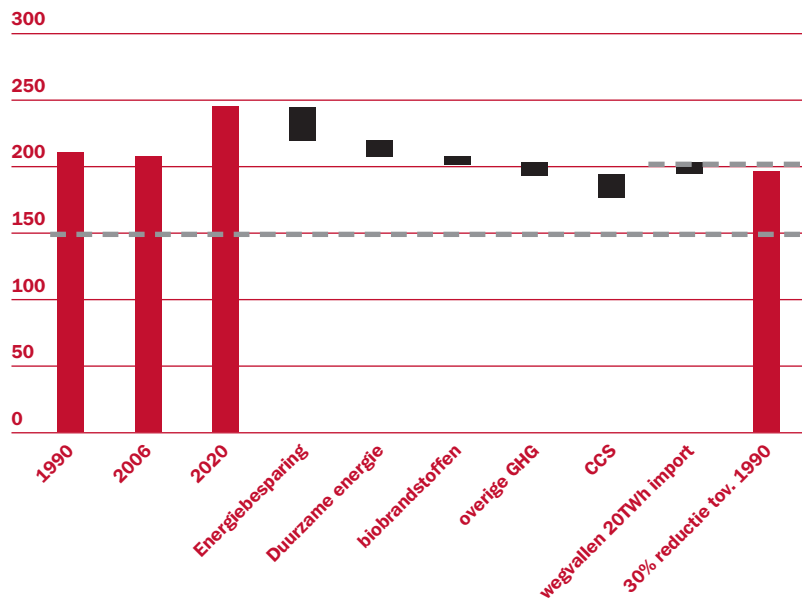
1. extra energiebesparing van 1% naar 2% per jaar. Dit draagt ca.25 Mton bij aan CO₂-reductie,
2. extra duurzame energie, ca. 28Twh. Dit geeft een CO₂-reductie van ca. 14,4M ton,
3. 10% biobrandstoffen. Dit resulteert in een CO₂-reductie van ca. 4Mton,
4. reductie van de uitstoot van andere broeikasgassen geeft een reductie van naar schatting 7Mton CO₂-equivalent,
5. de belangrijkste aanvullende maatregel voor CO₂-reductie is CO₂-afvang en opslag (CCS). De schattingen van wat haalbaar is in 2020 lopen sterk uiteen: in figuur 6 is een zeer optimistische schatting van 15Mton gebruikt. Daarbij zij aangetekend dat de kostenramingen uiteenlopen van zo'n €35 tot €70 per ton CO₂ CCS, hetgeen voor een kolencentrale neerkomt op zo'n €25 tot €50 per MWh

Zoals uit bovenstaande opsomming blijkt is voor alle bovengenoemde maatregelen een optimistische schatting genomen. Alles moet mee zitten om deze niveaus van reductie te bereiken. Wanneer tegen 2020 Nederland geen elektriciteit meer zou importeren leidt dit zoals eerder aangegeven tot een extra uitstoot van ca. 9 Mton.

Samenvattend is de conclusie dat wanneer vanuit de doelstelling "schoon" bezien alles meezit en de elektriciteit importen op een gelijk niveau blijven (hetgeen onwaarschijnlijk is) nog 30,6Mton aan rechten

Figuur 5: CO₂-emissies en reductiedoel in 2020 bij ongewijzigd beleid en inzet van maatregelen voor CO₂-reductie

CO₂ emissies 2006 - 2020 in Mton CO₂ per jaar



in het buitenland moet worden gekocht via ETS of JI/CDM. Wanneer Nederland geen elektriciteit meer importeert loopt dit op tot 39,6Mton.

Deze *top-down* schatting is wat optimistischer dan die van ECN wiens meest optimistische *bottom-up*-schatting uitkomt op 46 Mton. De meest pessimistische schatting van ECN komt op de noodzaak van 78Mton inkoop van rechten in het buitenland om aan de kabinetsdoelstelling te komen.

De vraag is echter of dit soort grote hoeveelheden rechten beschikbaar zullen zijn. Immers ook de andere lidstaten in Europa hebben te maken met ambitieuze reductiedoelstellingen en het is de vraag of zij rechten zullen overhouden.

De conclusie is dat tegenvallers op het gebied van CO₂-reductie waarschijnlijk zijn te achten en dat er dus rekening mee moet worden gehouden dat de doelstelling niet zal worden gehaald en dat dan nieuwe extra beleidsmaatregelen nodig zullen zijn. De opties voor nieuwe extra maatregelen zijn echter zeer beperkt omdat in het voorgaande gepresenteerde scenario's reeds alles uit de kast is gehaald om het doel te bereiken, waarbij bovendien nog geen systematische rekening is gehouden met de financiële en economische aspecten.

4.5 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Gezien de ernst van de klimaatproblematiek zou naar de mening van de Raad terugdringen van de vraag naar energie prioriteit krijgen boven alle andere maatregelen om de energieproductie te verduurzamen en CO₂-emissies te reduceren. Ook met maximale inspanning om de vraag naar elektriciteit te reduceren zal er toch sprake zijn van een toename van het elektriciteitsverbruik door de economische groei. De Raad schat deze op 1% per jaar waardoor het verbruik in 2020 uitkomt op 140 TWh.

In de periode tot 2020 is er meer dan voldoende productiecapaciteit om in deze vraag te voorzien op grond van de bestaande capaciteit, de (vrijwel) goedgekeurde nieuwbouwplannen, de beoogde uitbreiding van de duurzame productie en de ontwikkelingen in de markt van kleinschalige productie. Grootste onzekerheid betreft hoeveel extra duurzame productiecapaciteit in deze periode beschikbaar komt. Het beïnvloeden van de brandstofmix via nieuwbouw beperkt zich dus hiertoe. Er is daarnaast (enige) ruimte om de brandstofmix te beïnvloeden door de bijdrage van de verschillende soorten centrales aan de totale vraag te sturen.

Gezien de kabinetsdoelstelling om 20% van de Nederlandse energiehuishouding te verduurzamen zijn door de Raad twee scenario's onderzocht. Het eerste gaat ervan uit dat ieder sector zijn aandeel levert in deze doelstelling, dus ook de elektriciteitsvoorziening (het 20% scenario). Het tweede veronderstelt dat in een aantal sectoren deze doelstelling niet haalbaar is waardoor in de elektriciteitssector de lat hoger gelegd moet worden en 40% duurzaam zou moeten worden nagestreefd (het 40% scenario).

Toetsing van deze scenario's aan de doelstellingen "betrouwbaar", "betaalbaar", en "schoon" leidt tot de volgende conclusies:

- dat de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening negatief beïnvloed wordt door het groeiende aandeel duurzaam in het productiepakket. Er zijn aanzienlijke aanvullende investeringen in opslagcapaciteit nodig om dit te compenseren. Voor het 20% scenario bedragen deze ca €2,5 mld en in het 40% scenario het dubbele. Daarnaast levert het toepassen van opslag vrij aanzienlijke energieverliezen op die eveneens leiden tot substantiële kostenverhogingen.

- Uitgaand van (hoge) marktprijzen voor elektriciteit van € 60/MWh bedraagt de onrendabele top van het 20% scenario bijna € 1000 mln per jaar en van het 40% scenario ruim € 2000 mln per jaar. Deze scenario's vergen een financiële ondersteuning van deze omvang om ze realiseerbaar te maken. Met iedere € 10/MWh stijging of daling van de marktprijzen voor elektriciteit daalt of stijgt dit bedrag met € 280 resp € 560 mln. Een prijsstijging voor CO₂ emissierechten van de huidige € 20/ton naar € 50/ton CO₂ betekent dat emissierechten de productiekosten met 18 €/MWh verhogen voor gasgestookte centrales respectievelijk met 27 €/MWh voor kolencentrales. Emissierechten kunnen dus een beduidende invloed hebben op de onrendabele top van wind
- Er is minder biomassa beschikbaar dan veelal wordt gedacht. De Raad verwacht op langere termijn 10 à 20% van de energievoorziening kan worden gedekt met biomassa, maar voor de periode tot 2020 moet eerder gedacht worden aan 5-10%. De biomassa die benodigd is voor het 20% scenario lijkt haalbaar. De drievoudige hoeveelheid die benodigd is voor het 40% scenario is niet haalbaar
- Een duurzame doelstelling kan het besparingsbeleid kannibaliseren. Teveel duurzame productie met name met windenergie drukt de productie in WKK-installaties weg. In het 40% scenario krijgt dit effect een omvang die niet acceptabel is. Gezien het eerdere standpunt van de Raad dat energiebesparing de eerste prioriteit in het beleid zou moeten zijn wijst zij op grond hiervan dit scenario van de hand
- Het beleid zou er eerder op gericht moeten zijn de benutting van restwarmte te stimuleren door:
 - Het (financieel) stimuleren van de inzet van bestaande WKK-installaties
 - Een verdere uitbreiding van warmte-infrastructuur in de omgeving van bestaande centralesDit kan worden gezien als het leveren van een bijdrage aan het verduurzamen van het energieverbruik in de warmtesector

Op grond van deze overwegingen concludeert de Raad het 40% scenario als niet haalbaar moet worden aangemerkt. Indien de andere sectoren van de energiehuishouding niet in staat blijken te zijn om hun bijdrage te leveren aan de 20% duurzaam doelstelling moet betwijfeld worden of deze haalbaar is. Ook het realiseren van de 30% CO₂-reductie lijkt met de resultaten van de gepresenteerde scenario's alleen mogelijk indien tientallen miljoenen tonnen CO₂-rechten in het buitenland worden aangekocht. De vraag is of deze hoeveelheden beschikbaar zijn.

Overigens heeft de Raad niet onderzocht of en hoe het 20%-scenario (laat staan het 40%-scenario) daadwerkelijk gerealiseerd kan/zal worden. Uit dit advies blijkt dat met deze scenario's aanzienlijke extra kosten gemoeid zijn. Met de dekking hiervan zal zorgvuldig omgegaan moeten worden gegeven de doelstelling betaalbaarheid en de toenemende marktwerking in de Europese elektriciteitssector. Investeerders zullen in een vrije markt niet snel tot investeringen overgaan die in feite onrendabel zijn. Dergelijke investeringen via wet- en regelgeving afdwingen leidt snel tot uitwijkgedrag. Het afdekken van de onrendabele top middels stimuleringsmaatregelen zal moeten voldoen aan eisen die de EU zal stellen. Dit vergt goede motiveringen en formuleringen. Een Nederlands beleid met betrekking tot de brandstofmix dat geen rekening houdt met een en ander zal ondanks de goede oogmerken slecht scoren op resultaten. Het komt de Raad voor dat het voor Nederland aangewezen is om in de onderhandelingen binnen de EU deze beleidsvoornemens te plaatsen binnen de EU-beleidskaders op dit gebied en in te zetten op een zoveel mogelijk gelijk opgaan van de verplichtingen in de lidstaten om deze beleidsvoornemens te realiseren zodat het speelveld binnen Europa niet (verder) ongelijk wordt gemaakt.

De Raad concludeert ook dat beide scenario's slecht scoren op de doelstelling betaalbaar. De Raad ziet onvoldoende aanzetten in andere EU-landen om te kunnen veronderstellen dat aldaar ook de kosten in het streven naar duurzaamheid zo verhoogd zullen worden als het resultaat zal zijn van de hierboven geschetste twee 'Nederlandse' scenario's. Zoals in hoofdstuk 2 is beargumenteerd gaat het bij de

betalbaarheidsdoelstelling met name om de relatieve prijsverhoudingen voor de industrie tussen de verschillende EU-landen. Zoals in hoofdstuk 3 van dit advies reeds inzichtelijk is gemaakt schort het in Nederland – in vergelijking met het buitenland - vooral aan betrouwbaar (niet intermitterend) basislastvermogen met marginale kosten die tot de laagste behoren: waterkracht en kernenergie. Zolang daarin geen duidelijke verandering komt ziet de Raad niet hoe de doelstelling 'betaalbaar' naderbij gebracht kan worden. Het 20%scenario en nog minder het 40% scenario doen dat niet.

ONTWIKKELINGEN IN DE PERIODE 2020 – 2040

5

In dit hoofdstuk komt de periode 2020-2040 aan de orde. Allereerst dient te worden opgemerkt dat het doen van voorspellingen voor deze periode gepaard gaat met grote onzekerheden. Factoren zoals de prijzen van fossiele brandstoffen, de prijs van CO₂-rechten, stimuleringsmaatregelen van de overheid en andere beleidsmaatregelen hebben natuurlijk een grote invloed op zowel vraag als aanbod. Dit mag echter geen excuus zijn om de verschillende beleidsopties niet te analyseren en knelpunten te identificeren omdat de effecten van maatregelen en investeringen op het gebied van energie nu eenmaal meestal zeer lange doorlooptijden hebben. Ook betekent dit dat zo nu en dan beslissingen moeten worden genomen zonder dat een grote mate van zekerheid bestaat of deze de gewenste uitwerking zullen hebben.

De verwachte elektriciteitsvraag zal voor een klein deel opgevluld worden door resterend bestaand park. Het zal blijken dat er een maximum is aan de hoeveelheid duurzaam die mogelijk is, waarna er een deel van de vraag ingevuld moet worden door niet-duurzame opties.

5.1 ELEKTRICITEITSVRAAG EN –AANBOD 2020-2040

In dit advies is in het vorige hoofdstuk aangenomen dat de elektriciteitsvraag in de periode tot 2020 zal groeien tot een vraag van 156 TWh. Dit op basis van een hoog besparingstempo van 2% per jaar, en een resulterende groei in de elektriciteitsvraag van 1% per jaar.

Voor de periode 2020-2040 zal als vertrekpunt genomen worden dat het energiebesparingstempo ook in deze periode hoog blijft maar door de economische groei er toch sprake zal zijn van een netto stijging van de vraag met 1% per jaar. Dit houdt in dat de vraag verder doorgroeit naar 170 TWh en de maximale belasting stijgt naar 29 MW; een toename van resp. 30 TWh en 5 MW,

Van het bestaande park zoals dat beschreven is in hoofdstuk 4 zal in de periode tot 2040 opnieuw een gedeelte uit bedrijf worden genomen. Hoeveel dit zal zijn is in deze geliberaliseerde markt met onzekerheden omgeven. Oudere centrales kunnen, na renovatie, een relatief goedkoop productieaandeel vormen in een portfolio van een bedrijf. Daarnaast is het

echter ook denkbaar dat aanvullende maatregelen, bijvoorbeeld rendement- of CO₂-emissie-eisen, oudere en minder efficiënte centrales vervroegd uit het productiepark stoten.

Aangenomen wordt dat er in de periode 2020-2040 nog eens 9,5GW verouderd vermogen geamoveerd wordt. Dit is voor de helft kolen/nucleair vermogen waarvan verwacht moet worden dat het nog hoge bedrijfstijden had en voor de helft gasgestookt vermogen met beperkte bedrijfstijden. Op grond hiervan wordt geschat dat door deze amovering zo'n 35 TWh productie wegvalt.

Alhoewel in het vorige hoofdstuk is aangegeven dat er wellicht in 2020 sprake kan zijn van enig overschot aan productievermogen moet toch worden aangenomen dat de groei en het amoveren van verouderd vermogen moet worden opgevangen door nieuwbouw. Op grond is er in deze periode behoefte aan ca 15 MW nieuwe productiecapaciteit en 65 TWh nieuwe productie

5.2 OPTIES VOOR HET NOG IN TE VULLEN PRODUCTIEVERMOGEN

In deze paragraaf zal worden ingegaan op de vraag hoe in deze behoefte aan nieuwe productiecapaciteit en elektriciteitsproductie ingevuld kan worden met zo veel mogelijk duurzame energie. Het zal blijken dat het aandeel duurzaam maximaal tot ongeveer 30% zal kunnen toenemen. Daarnaast zal ook niet-duurzaam aangewend moeten worden teneinde aan de vraag te kunnen voldoen.

5.2.1 DUURZAAM

WIND

De twee kwesties die in belangrijke mate de maximale inzet van wind zullen beïnvloeden zijn betaalbaarheid en technische inpasbaarheid. Voor wat betreft het eerste voorspellen windexperts dat de kosten van windenergie na 2020 concurrerend zullen zijn met die van conventionele energie. Hoewel de raad deze voorspelling niet wil tegenspreken en hoopt dat ze correct is, zien wij het als onze rol om te wijzen op de grote onzekerheden in dit soort voorspellingen.

Het tweede punt van de technische inpasbaarheid is in hoofdstuk 4 al uitvoerig aan de orde geweest. Zolang geen adequate oplossing beschikbaar komt om elektriciteit in de daluren op te slaan zal dit een beperking betekenen voor het op te stellen windvermogen. Omdat het steeds duidelijker wordt dat opslag van cruciaal belang is om het variabele aanbod van bepaalde vormen van duurzame energie op te vangen krijgt dit meer en meer aandacht. Ontwerpen van opslagsystemen bestaan alleen nog op de tekentafel en de toekomst zal moeten leren of deze realistisch, haalbaar en betaalbaar zullen zijn. Er moet daarom rekening mee worden gehouden dat in 2020 nog geen grootschalige acceptabele vorm van opslag beschikbaar zal zijn. In dat geval zal dat de groei van windenergie beperken.

In het vorige hoofdstuk is verondersteld dat de hoeveelheid windenergie in 2020 in totaal 7000MW zal bedragen, 4000MW op land, 3000MW op zee. Voor de periode na 2020 zijn we uitgegaan van een verdere groei van wind op zee. Aangenomen wordt dat de hoeveelheid wind op zee verder zou kunnen stijgen tot 6000MW. Dat maakt dat de totale hoeveelheid geïnstalleerd windvermogen in 2040 10.000MW zal bedragen, oftewel 26TWh.

BIOMASSA

Hoewel het bij biomassa gaat om een grote verscheidenheid aan grondstoffen en energietechnologieën zal bijstoken van biomassa in elektriciteitscentrales een groot aandeel behouden in het percentage duurzaam. Daarnaast zullen echter specifieke biomassacentrales een toenemende rol gaan spelen, met name als decentraal vermogen. Concreter zal de bijstook van biomassa in de nieuwe kolencentrales in deze periode uitgebreid worden met de bijstook in de NUON-eenheid in het Eemshavengebied en de uitbreiding van de Amercentrale. Uitgaande van een bijstookpercentage van 30%, zou in 2040 totaal 12,6TWh door bijstook gerealiseerd kunnen worden. Aanvullend zou 300MW aan specifieke biomassacentrales ingezet kunnen worden, wat ongeveer 2 TWh zou kunnen opleveren.

Een belangrijk knelpunt is de beschikbaarheid van biomassa voor deze opwekking van in totaal 14,6TWh. De raad constateert groot optimisme bij velen over de toepassing van biomassa. Met name van de zijde van de landbouwexperts wordt echter gewaarschuwd dat er wereldwijd grenzen zijn aan deze optie wanneer tevens rekening gehouden wordt met de

voedselvoorziening en de biodiversiteit. Duurzaamheidcriteria kunnen ervoor zorgen dat het gebruik van biomassa geen ongewenste neveneffecten zal hebben op voedsel en natuur. Dergelijke criteria zullen echter de globale beschikbaarheid van biomassa beperken. Uit een onderzoek dat de raad heeft laten uitvoeren en discussies met experts is onze voorlopige conclusie dat in de komende decennia wereldwijd waarschijnlijk niet meer dan ca. 20% van de elektriciteitsvoorziening kan worden gedekt met biomassa.

Wanneer de huidige lange termijn ambitieniveaus van de chemie (als grondstof), de mobiliteit (biobrandstoffen), biogas en elektriciteit bij elkaar worden opgeteld moet niet worden uitgesloten dat de laatste twee zullen moeten inleveren vanwege een tekort aan grondstof. Dit laatste is relevant voor het percentage elektriciteit dat op lange termijn uit biomassa kan worden opgewekt.

Omdat onvoldoende biomassa in Nederland en Europa kan worden geproduceerd zullen aanzienlijke hoeveelheden moeten worden geïmporteerd. Dat er, gezien de vraag vanuit Noord Amerika, China en India een wereldwijd tekort ontstaat moet niet worden uitgesloten. Het ligt om redenen van milieu en efficiëntie voor de hand om voorrang te verlenen aan lokale verwerking en consumptie van geproduceerde biomassa door ontwikkelingslanden en opkomende economieën. Voorkomen moet worden dat bij wereldwijde schaarste de rijke landen hun biograndstoffen gaan wegekopen om aan hun eigen CO₂-doelstellingen te voldoen, waardoor de arme landen terug moeten vallen op vuile brandstof zoals kolen. Zou zo 'n situatie ontstaan dan is het klimaat de verliezer.

In verband met het voorgaande is het thans niet mogelijk een robuuste schatting te maken van het met duurzame biomassa toe te voegen productievermogen.

ZON

Het leidt geen twijfel dat voor verduurzaming van de wereldenergievoorziening zonne-energie een belangrijke rol gaat spelen. Het thermisch gebruik van zonne-energie is al een min of meer bewezen technologie die vrijwel rendabel is en op veel grotere schaal wereldwijd zou kunnen worden toegepast. De potentiële bijdrage voor Nederland blijft echter beperkt.

Voor zon-PV is economisch verantwoord toepassen nog lang niet binnen handbereik. Hiervoor zijn nog belangrijke technologische verbeteringen nodig. Enkele lijken de laatste jaren boven de horizon te komen en Nederland heeft op dit gebied een interessante kennisvoorsprong op veel landen. Het fors stimuleren van de technologieontwikkeling op dit gebied zou niet alleen een beter zicht geven op het potentieel van deze technologie voor Nederland maar indien deze tot een economische doorbraak zou komen, tevens interessante kansen kunnen scheppen voor de bedrijvigheid in Nederland op de immense wereldmarkt voor PV-technologie. De potentiële bijdrage van nieuwe zon-PV technologie in deze periode kan zelfs onder de meest optimistische veronderstellingen slechts beperkt zijn.

5.2.2 NIET-DUURZAAM

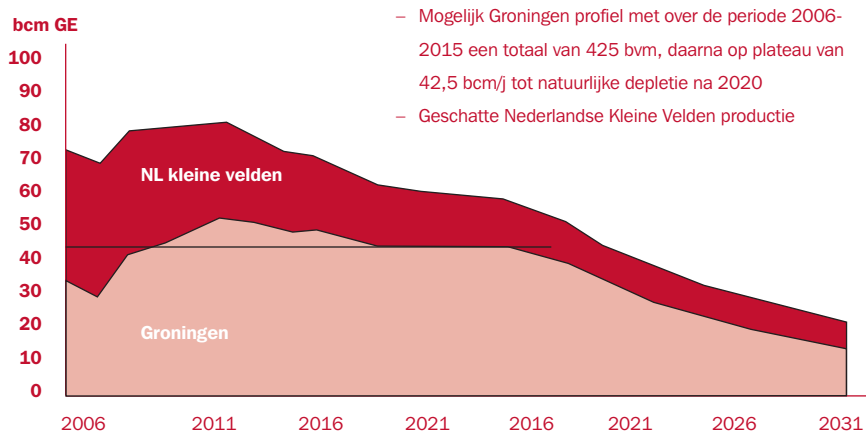
Met aanwending van het maximale aan duurzame energie zal er toch een aanzienlijk aanvullend niet-duurzaam vermogen nodig zijn voor de periode tot 2040. In deze paragraaf komen gas, kolen en kernenergie aan de orde.

GAS

De Nederlandse energievoorziening zal ook in de periode tot 2040 in belangrijke mate van gas afhankelijk blijven, daar zijn een aantal redenen voor. Ten eerste is, om historische redenen, onze elektriciteitsvoorziening gas gedomineerd. Het zal lang duren voordat dit verandert; de beschikbaarheid van eigen gas en een goede gasinfrastructuur ondersteunt ook deze optie. Ten tweede is een groot deel van het Nederlandse energieverbruik in de vorm van warmte en is gas hierin de preferente energiedrager. Ten derde is gasvermogen flexibel, dat wil zeggen snel op- en afregelbaar. Dit zal met de toenemende hoeveelheid windenergie cruciaal blijken te zijn. Immers, in periodes dat de wind toe- of afneemt zal dit opgevangen moeten worden met elektriciteitsopwekkingcapaciteit die voldoende snel deze fluctuaties kan opvangen.

Een nadeel is dat gas niet duurzaam is en het gepaard gaat met de uitstoot van CO₂. Op termijn zullen dus de gasgestookte centrales moeten worden uitgerust met afvang en opslag.

Figuur 1: Uitputting Nederlandse gasvoorraden



Tot en ook na 2020 zal de energievoorziening in Nederland in belangrijke mate gebaseerd blijven op gas. Dit terwijl de binnenlandse productie en voorraden naar verwachting slechts een dalend verloop te zien zullen geven. Dat houdt in dat de gasimporten verder zullen toenemen. In het advies van de Raad ‘Gas voor Morgen’ is reeds gewezen op het feit dat Nederland de eigen productie niet kan reserveren voor alleen Nederlands gebruik. Ook is in dat advies aanbevolen na te gaan of de ontwikkeling van strategische aardgasvoorraden niet aan de orde zou moeten zijn. Sedert het uitbrengen van genoemd advies is de kwestie van toenemende afhankelijkheid en daarmee van de op langere termijn potentiële kwetsbaarheid, die dit met zich mee brengt voor gasimport uit geopolitiek minder stabiele gebieden, er niet minder op geworden; integendeel.

Bovendien is daar nu in volle omvang bijgekomen dat vele opslagmogelijkheden voor aardgas in beginsel ook geschikt zouden kunnen zijn voor de opslag van CO₂. Kortom er zijn voor gedepleteerde gasvelden duidelijk concurrerende toepassingsmogelijkheden. Bovendien zijn voor de opslag van aardgas in dergelijke velden ook meerdere functionaliteiten aan de orde. Zo is er ook een duidelijk toenemende behoefte aan opslag van aardgas te verwachten ten behoeve van flexibiliteitscreatie. Immers de toenemende gasimporten komen van ver, hetgeen transport met een hoge loadfactor uit

kostenbeheersingopgump gewenst maakt. Maar de consequentie daarvan is dat dan in de markt de flexibiliteit toegevoegd moet kunnen worden om het verschil tussen de loadfactor van de import en die van het binnenlands verbruik te kunnen overbruggen.

Gegeven een en ander is het gewenst om:

1. het beleid voor gasproductie, import en export opnieuw te heroverwegen met als doel de Nederlandse gasreserves voor langere tijd te conserveren (onderkennend dat dat niet exclusief ten behoeve van Nederland kan zijn),
2. te bezien of het bestaande beleidskader voor de realisatie van voldoende opslagmogelijkheden van aardgas in aardgasvelden – voor zowel flexibiliteit als voor strategische voorraaddoeleinden – adequaat en stimulerend is, eerder dan afremmend en
3. in samenhang met het voorgaande of aardgasvelden en aquifers in voldoende mate geschikt zijn om CO₂ op te slaan zonder de opslagactiviteit als bedoeld in punt 2 te zeer te frustreren.

Overigens acht de Raad het raadzaam dat de regering in overleg treedt met de Noorse regering om te onderzoeken of het mogelijk zou zijn samen te werken op het gebied van CO₂-opslag. Noorwegen heeft namelijk al veel ervaring opgedaan met CO₂-opslag in aquifer(s) die zich bevind(t)(en) in de diepere ondergrond van het Noorse deel van het continentale plat (offshore). Gedoeld wordt in het bijzonder op de reeds zo'n 10 jaar lopende activiteit waarbij CO₂ wordt opgeslagen in de aquifer die zich boven het Sleipner-gasveld bevindt (de Utsira-aquifer). Niet alleen kunnen wij van deze ervaring veel leren maar het zou zelfs denkbaar zijn dat tegen een vergoeding ook CO₂, vrijgekomen in Nederland, door een pijpleiding daarheen wordt getransporteerd om vervolgens daar in de aquifer geïnjecteerd te worden voor opslag.

DUURZAAM GAS

Een mogelijkheid toch een bijdrage te leveren aan de doelstelling duurzaam, en tegelijkertijd niet te veel afbreuk te doen aan de voorzieningszekerheid is de optie van duurzaam gas. Voor de productie van grote volumina duurzaam gas zijn er feitelijk twee routes: gas uit biomassa en gas uit kolen. In beide gevallen gaat het om een chemisch proces waarbij uit de biomassa of de

kolen een mengsel van CO en waterstof wordt gemaakt (synthesegas). Het uit biomassa gemaakte synthese gas is in feite duurzaam en kan in principe als zodanig aan het gasnet worden gevoed. In het geval van synthesegas uit kolen kan de CO met een zogenaamde shiftreactie met behulp van stoom worden omgezet in CO₂ en waterstof. Het CO₂ kan worden gescheiden van de waterstof en opgeslagen om deze route CO₂-neutraal te maken. Bij dit proces ontstaat dan waterstof welke als energiedrager kan worden benut.

De kolenoptie heeft het voordeel dat het potentieel aan kolen makkelijker te realiseren is dan een vergelijkbaar potentieel aan biomassa. De kern van de kolenoptie is het rechtstreeks gebruik van waterstof voor elektriciteit-/warmteproductie of de bijmenging van waterstof in het aardgasnet. Bijmenging van waterstof kan zonder veel problemen plaatsvinden tot een niveau van ongeveer 5% aan het aardgas, via het bestaande aardgasnet. Daarboven moeten waarschijnlijk speciale maatregelen worden genomen. Uit een eerste ruwe beschouwing lijkt de economische haalbaarheid van de gas uit kolenoptie in zicht te komen bij een CO₂-prijs van €56/ton.

Het geproduceerd gas zou naast toepassing in de warmtelevering benut kunnen worden voor gasgestookte elektriciteitsproductie, bij voorkeur in WKK-eenheden. De betere opslagmogelijkheden voor gas en de grotere efficiëntie en flexibiliteit van gasgestookte WKK's vergeleken met kolen- of kernenergie-eenheden maakt deze optie aantrekkelijk in een productiepark met een grote hoeveelheid eenheden die moeilijker af te schakelen zijn, de basislasteenheden.

Recent heeft het platform nieuw gas, onderdeel van de Nederlandse Energietransitie, een rapport uitgebracht waarin geschetst wordt dat het aandeel groen gas op termijn (2050) voor de helft van onze aardgasbehoefte kan voorzien.³⁴ Het rapport geeft aan dat een belangrijke belemmering vooralsnog de kostprijs is. Daarnaast is voor de grotere percentages duurzaam gas, met behulp van vergassingstechnologie, grootschalige import van biomassa nodig. De productie van groen gas kan grote onbedoelde maatschappelijke neveneffecten hebben. Eerder in dit hoofdstuk, onder

34

Vol gas vooruit!, de rol van groen gas in de Nederlandse energiehuishouding, Platform nieuw gas, dec. 2007

het kopje biomassa, gaat de raad in op het gebruik van biomassa voor de energievoorziening.

WKK

Duidelijk is dat ook in de periode na 2020 de warmtekrachtkoppeling (WKK) een belangrijke rol blijft spelen, zowel centraal als decentraal. Het gaat hier om installaties die zowel elektriciteit als warmte produceren, en dit door de combinatie van beiden efficiënt kunnen doen. De installaties worden vaak ontworpen en geregeld op de hoeveelheid warmte die ze moeten leveren. Gaat het om warmte die altijd beschikbaar moet zijn, en daarmee de installatie nopen continue door te draaien, dan gaat het om 'must-run' capaciteit. In tegenstelling tot installaties die flexibel ingezet kunnen worden dragen deze 'must-run'-installaties feitelijk bij aan de basislast.

In toenemende mate hebben vooral kleinere decentrale installaties warmtebuffers. Dat maakt dat ze flexibeler kunnen worden ingezet: zowel het aan en afschakelen als de verhouding warmtekracht kan geoptimaliseerd worden.

In het algemeen geldt dat als WKK-installaties moeten worden stilgelegd, omdat er bijvoorbeeld in de nacht voldoende aanbod is van elektriciteit of de elektriciteitsprijs onder het voor de WKK economische minimum zakt, er *ontsparring* plaatsvindt. Dit moet zoveel mogelijk worden vermeden.

KOLEN, OPVANG EN OPSLAG VAN CO₂

Kolen hebben als voordeel dat ze een goede voorzieningszekerheid kennen en als brandstof relatief goedkoop zijn. Wel is het zo dat kolen in deze periode alleen een optie zijn als de CO₂-uitstoot opgevangen en opgeslagen wordt, *Carbon Capture and Storage* (CCS). Deze opvang en opslag maken dat kolencentrales inboeten aan efficiëntie en dat koleninzet minder gaat scoren op betaalbaarheid. Schattingen geven immers aan dat het afvangen en opslaan van CO₂ kosten van circa €50/ton met zich brengt. Omdat een kolencentrale circa 0.7 ton CO₂ per MWh uitstoot zou dit een prijsverhogend effect hebben van €35 per MWh, hetgeen aanzienlijk is.

Hoewel de inzet van kolen inderdaad in veel scenario's gepaard gaat met een dergelijke opvang en opslag, moet onder ogen worden gezien dat deze

technologie van CO₂-opslag als nog niet bewezen moet worden beschouwd en pas in ontwikkeling is. Pas over 5-10 jaar zal naar verwachting een bruikbare en redelijk betaalbare technologie zijn ontwikkeld.

Verder moet niet worden vergeten dat bij de verbranding/vergassing van kolen andere vervuilende stoffen vrijkomen zoals SO₂, NO_x, fijn stof en vast afval. Hoewel voor al deze stoffen technologie beschikbaar is om ze te verwijderen, brengt dit ook kosten met zich mee.

Tenslotte wordt er op gewezen dat een raamwerk zal moeten worden ontwikkeld voor de opslag van CO₂ en de daaraan verbonden korte en lange termijn juridische verantwoordelijkheden en risico's. Het lijkt uitgesloten dat bedrijven bereid zullen zijn om de lange termijn verantwoordelijkheden en risico's van CO₂-opslag onder de grond voor hun rekening te nemen. Dit wil dus zeggen dat deze hoogstwaarschijnlijk door de overheid zullen moeten worden overgenomen omdat anders CCS niet van de grond zal komen.

KERNENERGIE

In het coalitieakkoord is vastgelegd dat er in deze kabinetsperiode geen nieuwe kerncentrales worden gebouwd en dat de kerncentrale Borssele open blijft. In het werkprogramma Schoon en Zuinig³⁵ van de regering wordt aangegeven dat deze optie, met de erkenning van de klimaatproblematiek, ook weer terug komt op de agenda, maar dat, zoals het er nu naar uitziet, kernenergie niet nodig is voor het halen van de doelstelling voor reductie van broeikasgassen.

Met inachtneming van het bepaalde in het coalitieakkoord constateert de Raad dat de vraag of kernenergie weer op de agenda komt nauw samenhangt met de in dit advies behandelde problematiek en dat de vraag of kernenergie nodig is niet alleen zou moeten worden gezien in het licht van de klimaatdoelstelling, maar ook in relatie tot de hoofddoelstellingen betaalbaar en betrouwbaar van het energiebeleid.

In verband met de gewenste optimalisatie van de brandstofmix en de praktische beperkingen aan de opvoering van het aandeel duurzaam daarin, is de Raad bovendien van oordeel dat deze optie een onmisbare bijdrage

35

Nieuwe Energie voor het klimaat, Werkprogramma Schoon en Zuinig, september 2007

kan leveren aan het behalen van de CO₂-reductiedoelstellingen voor deze periode, in het geval dat er geen acceptabele alternatieven voorhanden zijn.

Zoals in dit hoofdstuk wordt behandeld, zullen de hoeveelheden in te zetten duurzaam opgewekte elektriciteit aan een maximum gebonden zijn, deels omdat bijvoorbeeld de biomassa niet beschikbaar is, deels omdat de inpasbaarheid een probleem is en deels omdat de betreffende technologie zich nog in de demonstratiefase bevindt.

Ook de betaalbaarheid van opties, met name de duurzame, zal een barrière kunnen vormen.

Kernenergie zou qua betaalbaarheid de enige optie kunnen blijken te zijn om de concurrentiepositie van de energie-intensieve grootverbruikers in Nederland te waarborgen.

Het huidige Nederlandse productiepark is in totaliteit immers duurder dan in het buitenland en bezit vrijwel geen opwekcapaciteit met lage marginale kosten en veel bedrijfsuren, zoals in het concurrerende buitenland door toepassing van waterkracht en kernenergie. Lange termijn contracten tussen industriële grootverbruikers en de eigenaar van een kerncentrale kunnen dit nadeel compenseren. Doordat een kerncentrale met lage marginale kosten in de basislast de elektriciteitsprijs zal verlagen, zal bovendien ook de consument hiervan kunnen profiteren.

Qua betrouwbaarheid van de brandstofvoorziening scoort kernenergie goed ten opzichte van gas en niet slechter dan steenkool. De bereikbaar te maken uraniumvoorraden zijn op zich voldoende om kernenergie in de wereld uit te breiden.

Qua veiligheid kent kernenergie specifieke problemen ten opzichte van gas en kolen in drie opzichten: de veiligheid van de centrale, de veiligheid van het radioactief afval en het risico van proliferatie van radioactief materiaal inclusief de brandstof.

Wat de veiligheid van de centrale betreft moet worden geconstateerd dat deze bij normaal bedrijf niet onder doet voor die van een gas- of kolencentrale en dat de verspreide radioactiviteit bij normaal bedrijf in dezelfde orde van grootte ligt als die van gas- of kolencentrales, die als gevolg van “enhanced radiation” ook enige radioactiviteit verspreiden. Het

veiligheidsrisico bij niet-normaal bedrijf ligt voor kerncentrales hoger dan voor gas- en kolencentrales, maar verwacht mag worden dat nieuw te bouwen kerncentrales ook op dit punt voldoende veilig zullen zijn. De problematiek van de opslag en het beheer van het radioactief afval is in Nederland voorlopig afdoende opgelost door de voorzieningen van de COVRA, die zijn gedimensioneerd op een uitbreiding van de opwekkingscapaciteit met kernenergie, terwijl nationaal en internationaal gewerkt wordt aan meer duurzame oplossingen.

Wat het gevaar van proliferatie betreft vraagt de Raad zich af of de eventuele uitbreiding van kernenergie in Nederland, gelet op de zorgvuldige maatregelen die gelden en worden gehandhaafd, een noemenswaardige verhoging van dat gevaar zal opleveren. Hoe wezenlijk dit probleem in internationaal verband ook is, het lijkt de Raad niet realistisch om in de beoordeling van de optie tot uitbreiding van kernenergie in Nederland aan dit aspect een zwaar gewicht toe te kennen, waar de werkelijke impact vrijwel afwezig is.

Wat betreft het aspect schoon moet worden geconstateerd dat kernenergie goed scoort ten opzichte van gas en kolen, met name door de zeer beperkte CO₂-uitstoot over de hele keten.

De Raad is op grond van het bovenstaande van mening dat indien meer duurzame productie niet haalbaar of betaalbaar is en meer kolengestookte productie met CCS niet wenselijk of internationaal concurrerend is, in een toekomstige brandstofmix een verhoogd aandeel kernenergie serieus in ogenschouw moet worden genomen, zowel uit oogpunt van betaalbaarheid als dat van betrouwbaarheid (afhankelijkheid) als ook vanwege de verwaarloosbare CO₂-uitstoot en de beheersbare veiligheidsaspecten.

5.2.3 INPASSING VAN PRODUCTIEVERMOGEN

In het voorgaande is getracht de vrije ruimte die ontstaat in de aanloop naar 2040 zoveel mogelijk in te vullen met duurzaam. Daarbij is reeds opgemerkt dat het aandeel wind aan een maximum is gebonden. Het duidelijkst wordt dit geïllustreerd door de constatering dat de vraag gedurende de nacht in de daluren afneemt. Wind zal, vanwege de lage marginale kosten, ingezet gaan worden. Andere aanbieders van elektriciteit kunnen dan beperkt leveren en worden feitelijk verdrongen. Dit levert een

zeer onwenselijke situatie op: efficiënte opwekking door WKK zal moeten worden uitgezet en er vindt *ontsparring* plaats, daarnaast zou ook kolen, en de daarbij ingezette biomassa-bijstook, teruggeregeld moeten worden.

Dit is een cruciaal punt, dat uitgebreider aan de orde is gekomen in hoofdstuk 4.

5.3 EVALUATIE EN ONDERLINGE SCHIKKING VAN NIET-DUURZAME OPTIES

De combinatie van schoon (klimaatproblematiek), betrouwbaar (importafhankelijkheid) en betaalbaar (structureel hogere brandstofprijzen) noopt in de huidige situatie tot een herijking van de positionering van de niet-duurzame opties gas, olie, kolen en kern onderling.

De nieuwe inzichten en ontwikkelingen met betrekking tot klimaatverandering hebben duidelijk gemaakt dat aan het gebruik van fossiele brandstoffen grotere negatieve effecten verbonden zijn dan zo'n twintig jaar geleden werd verondersteld. Bovendien is in de afgelopen jaren duidelijk geworden dat de belangrijke fossiele brandstoffen gas en olie in de toekomst ook slechter gaan scoren op het criterium betrouwbaarheid en naar verwachting net als kolen ook slechter zullen gaan scoren op betaalbaarheid in verband met forse structurele prijsverhogingen en de hoge kosten om CO₂-uitstoot te verminderen.

Daarmee verliezen fossiele brandstoffen op alle drie belangrijke toetsingscriteria voor het energiebeleid (schoon, betaalbaar, betrouwbaar) hun "aanvaardbaarheidsvoorsprong".

Hoewel kernenergie (met de huidige technologie) niet duurzaam is, kan kernenergie zoals de Raad al eerder heeft aangegeven³⁶, mogelijk wel een rol in een duurzame ontwikkeling van de samenleving spelen. Kernenergie kan immers, net als fossiele brandstoffen, beschouwd worden als een mogelijke tussenoplossing in de transitie naar een duurzame energievoorziening. Tot nu toe wordt echter in het algemeen makkelijker aanvaard dat er nieuwe kolencentrales of gascentrales worden bijgebouwd, dan kerncentrales. De Raad vraagt zich af of dat met de kennis van vandaag nog steeds terecht is.

De techniek heeft bij kernenergie niet stil gestaan en verdere verbetering ten aanzien van veiligheid en beheersing van het radioactief afval zijn internationaal in ontwikkeling. Zo heeft de nieuwe generatie III reactoren al een beduidend beter risicoprofiel dan de bestaande.

De Raad wijst er in dit verband op dat het recent genomen besluit om toe te staan dat de bestaande kerncentrale in Borsele met een onlangs uitgevoerde veiligheidsverbetering 20 jaar langer in bedrijf blijft, aangeeft dat ook een bestaande reactor met extra maatregelen naar de huidige inzichten voldoende veilig kan worden gemaakt.

Nu alle drie de doelstellingen van het energiebeleid en in het bijzonder het elektriciteitsbeleid door externe ontwikkelingen stevig onder druk zijn komen te staan, wil de Raad in verband met de onderlinge rangschikking van de zogenaamde niet-duurzame opties op het volgende wijzen.

In de afgelopen periode is steeds duidelijker gebleken dat fossiele brandstoffen een nadeel hebben in de vorm van CO₂-uitstoot, waardoor zij een beduidende bijdrage leveren aan een probleem dat voor duizenden jaren het klimaat nadelig zal beïnvloeden op een wijze die bedreigend is voor de mensheid. Daarmee zijn de fossiele brandstoffen op dat punt in een zelfde categorie terecht gekomen als kernenergie. Maar waar de oplossing van het CO₂-probleem nog maar sinds relatief kort de aandacht van wetenschappers en beleidsmakers heeft, wordt bij kernenergie reeds enkele decennia gewerkt aan de oplossing van de daaraan verbonden problemen en vermindering van risico's. Zo heeft de verwerking, beheersing en opslag van radioactief afval in de loop van de tijd belangrijke verbeteringen ondergaan. Weliswaar is de finale oplossing voor opslag nog niet gekozen, echter een zelfde probleem doet zich voor bij het vinden van een finale oplossing van het CO₂-probleem voor fossiel gestookte centrales. En hoewel de Raad in dit advies een optimistische visie hanteert over CCS, moet tegelijkertijd worden erkend dat indien aan de opslag van CO₂ in de ondergrond dezelfde eisen van veiligheid en zekerheid worden gesteld als aan de opslag van radioactief afval, er nog een hele weg is te gaan.

Zoals eerder aangegeven is er ook reden voor het "gelijktrekken" van de nucleaire en niet-nucleaire niet-duurzame opties op het punt van de verantwoordelijkheid voor het restrisico van de eindopslag en van de daarmee samenhangende financiële consequenties.

Dit alles bijeen genomen is de Raad van oordeel dat er bij het beschouwen van de mogelijkheden om de resterende capaciteit te voorzien door middel van niet-duurzame opties met een soort “portfolioaanpak” zou moeten worden gewerkt, waarbij naast gas, olie en kolen ook de optie kernenergie moet worden meegenomen.

Daarmee wil de Raad niet stellen dat er dus een kerncentrale bij moet komen. Net zoals dat geldt voor de in de scenario's veronderstelde investeringen in windenergie en biomassacentrales, als ook maatregelen om tot CCS te komen, zal uiteindelijk de investeerder de beslissing nemen. Wel concludeert de Raad dat er thans sprake moet zijn van een “gelijktrekking” tussen het opwekken van elektriciteit met fossiele centrales en met kerncentrales. Omdat de problematiek voortvloeiend uit de drie hoofddoelstellingen schoon, betaalbaar en betrouwbaar zo veel omvattend en zo klemmend is acht de Raad het van belang dat de overheid deze nieuwe situatie erkent en, net als bij de niet-nucleaire opties, de nodige maatregelen neemt om een eventuele uitbreiding met kernenergie in de toekomst mogelijk te maken. Daartoe behoren onder meer het creëren van duidelijke en consistente randvoorwaarden voor de mogelijke vestigingsplaats en voor de condities waaronder een vergunning kan worden afgegeven (voortzetting van de besluitvorming over de brief van Staatssecretaris Van Geel), het op peil houden van kennis en capaciteiten met betrekking tot kernenergie en het ondersteunen van onderzoek en ontwikkeling van methoden voor een betere beheersbaarheid van het radioactief afval.

Tenslotte zij er op gewezen dat op dit moment in meerdere landen uitbreiding van kernenergie wordt overwogen. Dit betekent dat als Nederland de toepassing van deze optie na 2020 wil openhouden, het noodzakelijk is om reeds nu volwaardig te werken aan de hiervoor genoemde maatregelen, teneinde te voorkomen dat de besluitvorming over het al dan niet investeren in uitbreiding van kernenergie eerst zo laat kan plaats vinden, dat bij een positief besluit voor de bestelling van een kerncentrale achter in de rij bij het beperkte aantal kerncentrale leveranciers moet worden aangesloten.

De Raad constateert dat het invullen van de productiecapaciteit vooral na 2020 op dit moment nog met zoveel risico's en onzekerheden is omgeven, dat het, om in de periode na 2020 te kunnen voldoen aan de doelstellingen

voor klimaat, betrouwbaarheid en betaalbaarheid, noodzakelijk is aan alle beschikbare opties, ook die van de groep niet-duurzame energiebronnen, intensief te werken en in het relatief korte traject naar 2020 de aan elke optie verbonden risico's, nadelen en onzekerheden verder te verminderen.

Dit impliceert dat naast de in gang gezette activiteiten voor kolen, biomassa en wind ook volwaardig gewerkt moet worden aan de optie kernenergie om een volgend kabinet in staat te stellen tijdig de nodige afwegingen en besluiten te nemen om de doelstellingen op langere termijn in bereik te brengen.

5.4 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Tot en ook na 2020 zal de energievoorziening in Nederland in belangrijke mate gebaseerd blijven op gas. Gezien de op langere termijn potentiële kwetsbaarheid die dit met zich mee brengt voor gasimport uit geopolitiek minder stabiele gebieden is het gewenst om:

1. het beleid voor gasproductie, import en export opnieuw te heroverwegen met als doel de Nederlandse gasreserves voor langere tijd te conserveren,
2. te bezien of het bestaande beleidskader voor de realisatie van voldoende opslagmogelijkheden van aardgas in aardgasvelden – voor zowel flexibiliteit als voor strategische voorraad doeleinden – adequaat en stimulerend is, eerder dan afremmend en
3. in samenhang met het voorgaande of aardgasvelden en aquifers in voldoende mate geschikt zijn te maken om CO₂ op te slaan zonder de opslagactiviteit als bedoeld in punt 2 te zeer te frustreren.

Er zal een juridisch raamwerk moeten worden ontwikkeld voor de opslag van CO₂ en de daaraan verbonden korte en lange termijn verantwoordelijkheden en risico's.

Deze zullen hoogstwaarschijnlijk door de overheid moeten worden overgenomen omdat anders CCS niet van de grond zal komen.

Het wordt aanbevolen samenwerking met de Noorse regering te onderzoeken, niet alleen omdat daar reeds veel ervaring met CO₂ opslag is opgedaan maar ook om te bekijken of het mogelijk is CO₂ via een CO₂-pijpleiding naar het Noorse deel van het continentaal plat te transporteren om aldaar in een aquifer op te slaan (tegen een vergoeding). Te verwachten is dat daarbij ook de in de vorige alinea bedoelde eindverantwoordelijkheid voor opslag aan de orde zal komen.

De Raad is van mening dat indien meer duurzame productie niet haalbaar of betaalbaar is en meer kolengestookte productie met CCS niet wenselijk of internationaal concurrerend is, in een toekomstige brandstofmix een verhoogd aandeel kernenergie serieus in ogenschouw moet worden genomen, zowel uit oogpunt van betaalbaarheid als dat van betrouwbaarheid (afhankelijkheid), alsook vanwege de verwaarloosbare CO₂-uitstoot en de beheersbare veiligheidsaspecten.

De Raad constateert dat het invullen van de productiecapaciteit vooral na 2020 op dit moment nog met zoveel risico's en onzekerheden is omgeven, dat het, om in de periode na 2020 te kunnen voldoen aan de doelstellingen voor klimaat, betrouwbaarheid en betaalbaarheid, noodzakelijk is aan alle beschikbare opties, ook die van de groep niet-duurzame energiebronnen, intensief te werken en in het relatief korte traject naar 2020 de aan elke optie verbonden risico's, nadelen en onzekerheden verder te verminderen.

Dit impliceert dat naast de in gang gezette activiteiten voor kolen, biomassa en wind ook volwaardig gewerkt moet worden aan de optie kernenergie om een volgend kabinet in staat te stellen tijdig de nodige afwegingen en besluiten te nemen om de doelstellingen op langere termijn in bereik te brengen.

Dit impliceert dat naast de in gang gezette activiteiten voor kolen, biomassa en wind ook *volwaardig* gewerkt moet worden aan de optie kernenergie om een volgend kabinet in staat te stellen tijdig de nodige afwegingen en besluiten te nemen om de doelstellingen op langere termijn in bereik te brengen.

BIJLAGE 1 – 7

BIJLAGE 1

ADVIESAANVRAAG

K:\156\6044267\ADVIESAANVRAAG



Minister van Economische Zaken

Aan
Algemene Energieraad
T.a.v. de heer ir. P.H. Vogtländer
Postbus 11723
2502 AS DEN HAAG

Datum: 16 JUL 2006 Uw kenmerk: Ons kenmerk: Bijlage(n):
ETED:6044267

Onderwerp:
Adviesaanvraag brandstofmix elektriciteitsmarkt

Geachte heer Vogtländer,

Bij deze verzoek ik de Algemene Energieraad (AER) advies uit te brengen over de in Nederland gewenste brandstof mix voor de elektriciteitsproductie.

Recent is er een discussie ontstaan over de in Nederland gewenste brandstofmix voor elektriciteitsopwekking. Naast de internationale geopolitieke dimensie, heeft deze kwestie invalshoeken vanuit de drie doelen van het energiebeleid. Vanuit duurzaamheidsoptiek is gesuggereerd omwille van de noodzakelijke CO₂-reductie kerncentrales te bouwen. Uit dezelfde optiek wordt gesuggereerd nieuwe kolencentrales gebruik te laten maken van kolenvergassingstechnologie en niet in te stemmen met de bouw van nieuwe conventionele centrales. Vanuit de optiek van voorzieningszekerheid op lange termijn worden vraagtekens gezet bij het grote aandeel gascentrales. En vanuit de beschikbaarheidsoptiek wordt geconstateerd dat het grote en persistente verschil in elektriciteitsprijzen met omringende landen in grote mate te verklaren is uit het verschil in brandstofmix.

Tegelijkertijd realiseren de meeste voorstanders in de discussie zich dat de huidige wereld een andere is dan die van 20 jaar geleden. Er is geen Nederlands elektriciteitsplan meer waarin aan de rijksoverheid de voorstellen van de samenwerkende elektriciteitsproducenten over nieuwe centrales ter goedkeuring worden voorgelegd. De elektriciteitsmarkt is geliberaliseerd en private partijen nemen investeringsbeslissingen. Dat neemt echter niet weg dat ook op dit moment de overheid – direct of indirect – wel invloed heeft op deze beslissingen. Door de wijze van allocatie van emissierechten in het kader van het Europees Emissiehandelssysteem. Door de gestelde eisen aan

Bezoekadres

Doorkiesnummer

Telefax

Hoofdkantoor
Dezijlendaalseweg 30
Postbus 29101
2500 EC - 5-Gravenhage

Telefoon: (070) 379 89 11
Telefax: (070) 247 40 61
E-mail: ezp@minaez.nl
Website: www.minaez.nl

Behandeld door
Bert Schuitema

Verenigde Rijksbestuursdienst van de Koninkrijken der Nederlanden



Minister van Economische Zaken


milieuvergunningen en door andere wettelijke voorschriften. Door subsidies en andere vormen van ondersteuning. En door de opstelling in het politieke debat – men denke daarbij slechts aan de recente discussie over kernenergie.

In die situatie zoeken verschillende partijen naar de opstelling van de Rijksoverheid. Zeer manifest werd dat bijvoorbeeld in het rapport *Meer met Energie* van de Taskforce Energietransitie waarin wordt gesuggereerd een commissie te formeren die een bepaalde pakket maatregelen moet uitwerken (het zgn. acceleratiepakket) waarbij die commissie tevens de opdracht zou krijgen een advies te formuleren over de volgende nieuw te bouwen elektriciteitscentrale.

In dit complex van belangen, wensen en mogelijkheden vraag ik de AER om het volgende advies.

1. Is er sprake van een vorm van marktfalen in de elektriciteitsmarkt die betekenis heeft voor de brandstofmix (diversificatie) van de elektriciteitsproductie. Indien dit het geval zou zijn, welke risico's van overheidsfalen zouden aan de orde kunnen zijn?
2. Wat zou, tennet op de drie doeleinden van energiebeleid hersaatsbaar, betrouwbaar, schoon een robuuste oriëntatie van de Rijksoverheid zijn ten aanzien van de in Nederland te gebruiken elektriciteitsmix. Dient de overheid hierbij een 'ideaalbeeld' te formuleren - zoals in het verleden het geval is geweest - en dit als uitgangspunt voor het beleid te hanteren? Deze vraag heeft uiteraard betrekking op de productie in Nederland, maar gezien de momenteel omvangrijke import kan ook de productie die elders ten behoeve van het Nederlandse verbruik plaatsvindt in de beschouwing worden betrokken. Omgekeerd kunnen ook de kansen voor productie in Nederland ten behoeve van export bekeken worden. De levensduur van het bestaande productiepark in Nederland en omringende landen is ook van belang. Ook biedt het moment van een (vervangings-) investeringen de mogelijkheid de bestaande brandstofmix te veranderen. Daarnaast lijken aspecten rond decentrale elektriciteitsopwekking van belang.
3. Welke instrumenten heeft de Rijksoverheid momenteel tot haar beschikking om de brandstofmix te beïnvloeden en worden deze op adequate wijze gebruikt. Welke aanvullende instrumenten zijn denkbaar om de mate van beïnvloeding uit te breiden en wat zijn daarvan voor- en nadelen? Welke ervaringen uit andere landen zijn daarbij bruikbaar (best practices)?
4. Hoe kunnen bij wijze van voorbeeld deze instrumenten worden toegepast op gascentrales (incl. WKK), kolencentrales (incl. de vraag van kolenvergassing en het gebruik van zgn. schoon fossiel) en kerncentrales?
5. Hanteren we daarbij de best mogelijke verdeling in aandachtsvelden tussen de Rijksoverheid en provincies en gemeenten?

B-12/004 Kabinet van Ministers



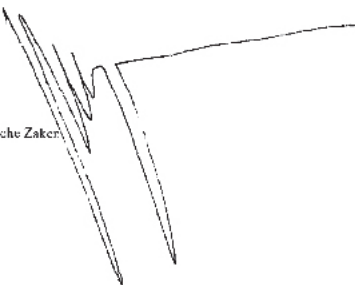
Minister van Economische Zaken

6. Op welke wijze zou de beantwoording van deze vragen leiden tot een nieuwe Europese agenda voor het te voeren energiebeleid: zou ook Europa een "ideaalbeeld" van brandstofmix moeten formuleren en daarbij – uitgaand van de primaire verantwoordelijkheid van lidstaten – instrumenten voor moeten ontwikkelen?

Deze adviesaanvraag heeft vooral betrekking op instrumenten voor andere elektriciteitscentrales dan degene die gebruik maken van duurzame energie. De AER is eerder dit jaar gevraagd om advies over de wijze waarop het beleid gericht op duurzame energie het best vorm kan krijgen. Daar kan dit advies rekening mee houden. Verder zij opgemerkt dat het Kabinet de globale schets van energietransitie uit het al genoemde rapport *Meer met Energie* richtinggevend heeft genoemd voor de globale lijn van het energiebeleid. Dit rapport kan dus als algemeen oriëntatiepunt worden gebruikt.

Deze adviesaanvraag heeft een nauwe relatie met het in de inleiding genoemde advies van de Task Force Energietransitie. Deze Task Force verzoekt het Kabinet na te denken over het te voeren 'acceleratiebeleid', dat wil zeggen dat beleid dat aanvullend op het te voeren transitiebeleid noodzakelijk zou kunnen zijn vanuit de optiek van klimaatbeleid of voorzieningszekerheid. Het Kabinet vraagt de AER om voorzover dit acceleratiebeleid betrekking zou hebben op de brandstofmix in de elektriciteitsvoorziening, dit aspect in het advies te betrekken. Het advies dient dus ook in te gaan op de vraag of een dergelijke 'acceleratie' met het voorgestelde instrumentarium verwezenlijkt zou kunnen worden.

Hoogachtend,



mr. drs. J.G. Wijn
Minister van Economische Zaken

3

BIJLAGE 2

OPGESTELD ELEKTRISCH PRODUCTIEVERMOGEN PER CATEGORIE

ELEKTRICITEITSCENTRALES, WKK EN

DUURZAAM (ZONNE-ENERGIE, WINDTURBINES, WATERKRACHTTURBINE, BIOMASSA)

MW

	Electriciteitscentrales	WKK	Duurzaam	
2005	14592	5145	1914	21651

HERKOMST ELEKTRICITEIT

Miljoen kWh

	Electriciteitscentrales en winning	WKK e.d.	importsaldo	
2005	66581	29907	18293	114781

	MW	MWh	bedrijfstijd	
gas (incl. WKK)	6.595	33.920.220	5.143	waarvan 1436 MW WKK
multifuel*) (incl. WKK)	7.589	34.459.783	4.541	waarvan 379 MW WKK
uranium	449	3.771.930	8.401	
fosfor-/Hoogovengas of stoom	144	1.020.000	7.083	
WKC	306	1.971.336	6.442	
- waaronder de WKK (gas + multifuel)	1.815	9.719.155	5.355	
overige WKK	4.654	17.849.079	3.835	
Windenergie	1.224	2.067.000	1.689	
Waterkracht	37	88.000	2.378	
Afvalverbrandingsinstallaties	429	1.001.000	2.333	
Zon-fotovoltaïsch	51	34.000	667	
overig duurzaam **)	173	305.652	1.767	
import		23.691.000		
export		5.398.000		
Totaal	21.651	114.781.000	5.301	

***) Multifuel, dit betreffen eenheden die in 2005 kolen en/of gas en/of olie en/of biogas en/of fosfor-/Hoogovengas of stoom als brandstof hebben gebruikt. De verdeling van deze brandstoffen ten aanzien van het totaal van deze eenheden is:**

63,0% kolen, 19,6% gas, 0,2% olie, 9,9% biogas en 7,3% fosfor-/Hoogovengas of stoom.

*****) Overig duurzaam is het restant (saldo), hiermee wordt bedoeld het verschil tussen het totale productievermogen in 2005 en de optelling van het vermogen in de tabel. Ditzelde geldt voor de andere twee kolomwaarden.**

**De eenheden in het groen vak betreffen de zogenaamde centrale productie-eenheden.
De eenheden in het gele vak betreffen de overige eenheden (bijv. opgesteld bij de industrie)
Het aandeel duurzaam omvat vele manieren van opwekking. De meest bekende zijn in dit overzicht gegeven.**

BIJLAGE 3

NIEUWBOUWPLANNEN VOOR GROOTSCHALIGE ENERGIECENTRALES IN NEDERLAND

BRON ECN

Centrale	In bedrijf	Kans	Toelichting
Air Liquide/Shell, PerGen1 Rijnmond, gas STEG, WKK, 300 MW	2007	Hoog (100%)	Wordt al gebouwd, in loop 2007 in bedrijf
Delta/EdF, Sloecentrale, Vlissingen-Oost, gas STEG, 820 MW	2009	Hoog (99%)	Definitief besluit is genomen, aanbesteding. Wel iets ander type dan oorspronkelijk gepland (flexibeler inzet, minder als basislast).
Electrabel, Nieuwe Flevocentrale, gas STEG, 900 MW	2009	> 75%	Ter vervanging oude Flevo 1 en 2.
Electrabel, Rijnmond, Kolen/biomassa, 600/800 MW	2011/2012	> 75%	Extra kolen past goed in NL portfolio Electrabel. Eenheidsgrootte gunstiger voor NL productiepark qua inpassingproblematiek in vergelijking met bijv. RWE plan (>1600 MW).
Eneco/IP, Enecogen, Rijnmond, gas STEG, 840 MW	2009	> 75%	Vergunning is verleend.
Essent, Moerdijk, gas STEG, 400 MW	2009	Onbepaald	Mogelijk fusie met Nuon, maakt multi-fuel centrale Nuon aantrekkelijker gezien gecombineerde portfolio.
Essent, Maasbracht, gas STEG, +580 MW	2009	Onbepaald	Mogelijk fusie met Nuon, maakt multi-fuel centrale Nuon aantrekkelijker gezien gecombineerde portfolio
E.ON Benelux, Rijnmond, Poederkool/biomassa, 1.100 MW	2012	100%	Definitief besluit genomen en vergunningsaanvraag ingediend. Tevens als ervaring ter plekke vanwege 2 Maasvlakte kolengestookte eenheden. MER zal naar verwachting in maart 2007 worden gepubliceerd.

Centrale	In bedrijf	Kans	Toelichting
Nuon, Eemshaven, multi-fuel/KV STEG, 1200 MW	2010/2011	> 75%	Kolen/biomassa/gas, met relatief lage emissies NO _x en SO ₂ t.o.v. poederkool en op locatie met minder luchtkwaliteitsproblemen dan geplande poederkool-eenheden in Rijnmond
Intergen, Rijnmond, gas STEG, 400 MW	2012	<25%	Nieuwe kolencentrales zijn aantrekkelijker dan nieuwe gascentrales op termijn van 2012/2013. In 2012 al eerder veel uitbreiding van productiecapaciteit in Rijnmond verwacht (E.ON kolencentrale, EnecoGen)
RWE Power AG, Eemshaven,	2012/2013	<25%	Weliswaar kolen aantrekkelijk in huidige Nederlandse elektriciteitsmarkt. Echter, er is concurrentie op de locatie Eemshaven met de Nuon multi-fuel centrale, die beter scoort op milieu, timing (eerder), en eenheidsgrootte. RWE centrale is door grootte minder goed inpasbaar in Nederlandse elektriciteitsnet/park.

Noot: de beoordeling van de kans is op basis van de informatie zoals beschikbaar medio januari 2007.

BIJLAGE 4 ENKELE SUGGESTIES VOOR HET BESPAREN OP ELEKTRICITEITSGEBRUIK



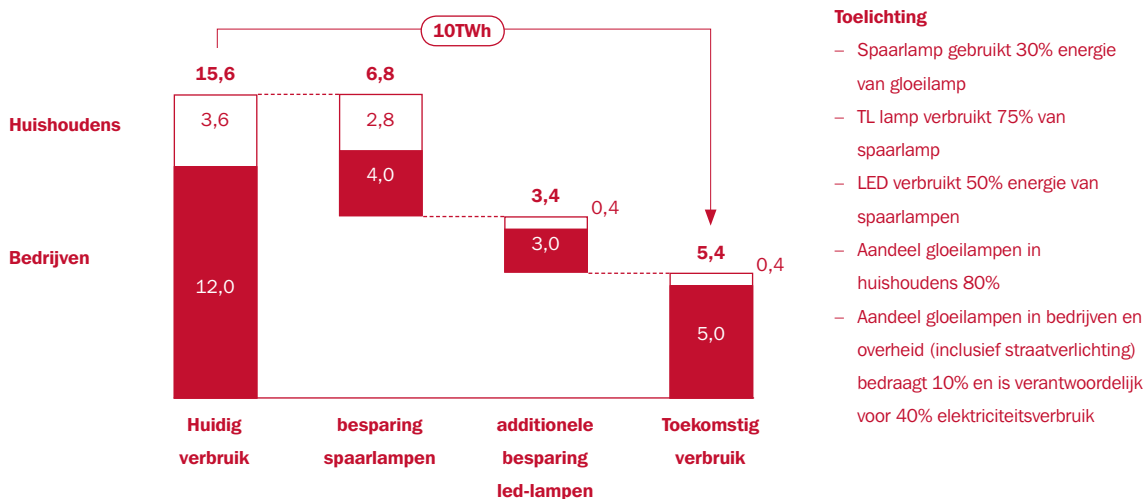
ZUINIGE VERLICHTING

Neem bijvoorbeeld zuiniger verlichting. De Europese Commissie heeft deze mogelijkheid ook onderkend door met een voorstel te komen gloeilampen te verbieden per 1 januari 2009.

De Raad ondersteunt dat ten volle, maar zou daaraan toegevoegd willen zien dat vanaf 2015 de gewone spaarlampen evenmin mogen worden toegepast en moeten worden vervangen door LED lampen. Indien de tweede stap (de LED lampen) niet door de EU wordt overgenomen dan meent de Raad dat de Nederlandse overheid moet beproeven – zo mogelijk met gelijkgestemde landen (‘verlichte landen’) – voldoende ruimte van de EU te krijgen een dergelijke maatregel wel in eigen land in te voeren.

Om het niet op een bepaalde technologie vast te pinnen is het raadzaam dat voorschrijven te doen door een minimum rendementsnorm voor verlichting vast te leggen die zo hoog ligt dat daar van de thans bekende technieken alleen de LED-lamp aan voldoet.

Figuur 1: Het vervangen van gloeilampen door LED lampen levert een totale besparing in elektriciteitsverbruik op van 10 TWh ten opzichte van 2005



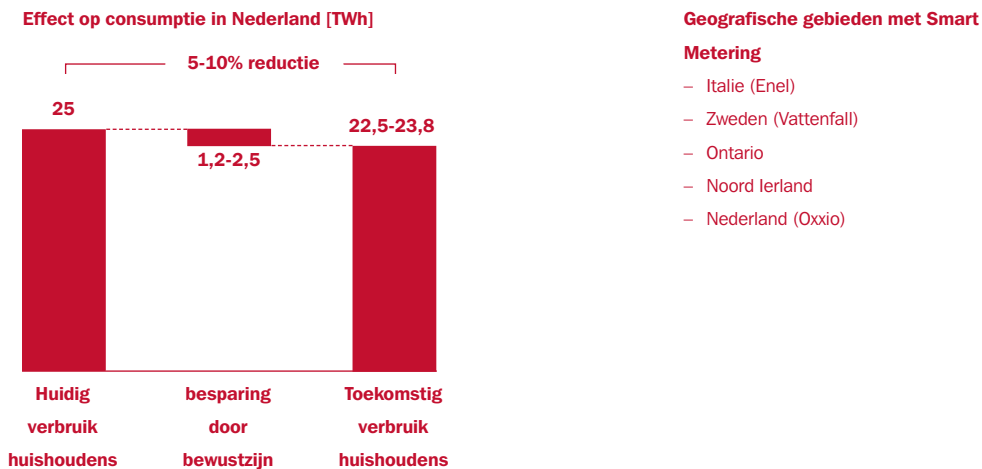
Verbruik elektriciteit tbv. verlichting en potentieel voor besparing [TWh]

Bron: Milieucentraal, ECN

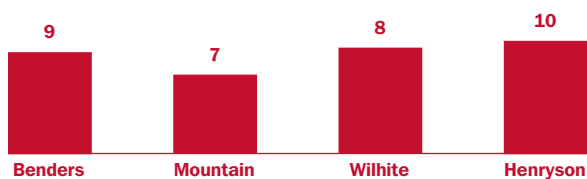
SLIMME METERS

Een andere maatregel, die overigens binnenkort reeds als wetgeving van kracht gaat worden, die de Raad in het kader van dit advies nog eens aanhaalt is het verplicht invoeren van ‘slimme meters’ die de consument helpen een energiebewust gedrag aan te houden.¹

Figuur 2: Feedback op energieverbruik leidt tot structurele aanpassing van gedrag – het energieverbruik daalt met 1-3 TWh



Voorspelde reductie in elektriciteitsverbruik in verschillende studies [%]



Bron: Environmental Change Institute, University of Oxford, Benders et al, 2006, Moutain, 2006, Wilhite, 1997, Henryson et al, 2000

1 Zie ook: *Een graatje slimmer*, AER

ZUINIGE HUISHOUDELIJKE TOESTELLEN

Op het terrein van elektriciteitsbesparing bij de (kleine) consument wijst de Raad ook op de mogelijkheden om het sluipverbruik als gevolg van de vele stand-by toepassingen aan te pakken.

De Raad bepleit dat daarvoor per 2012 een verbod komt tenzij de stand-by-stand niet meer dan een bepaald maximum verbruikt.

De raad acht het waarschijnlijk dat door zo'n maatregel fabrikanten van dergelijke apparatuur gestimuleerd zullen worden de apparaten aan een dergelijke eis te laten voldoen.

Voorts wijst de Raad op het rapport van Ecofys waarin wordt gewezen op de mogelijkheden van kleine energiezuinige huishoudelijke apparaten. De Raad kan zich voorstellen dat voor dergelijke apparatuur het lage BTW tarief wordt gehanteerd naast het duidelijk als energiezuinig labelen liefst op basis van hernieuwde normen.

Ook acht de Raad het denkbaar dat er een BTW wordt geheven op apparaten ter hoogte van de netto contante waarde van de CO₂-rechten die een apparaat tijdens zijn geschatte gebruiksduur nodig zou hebben. De Raad gaat er hierbij vanuit dat CO₂-uitstoot na 2012 een reële prijs zal hebben, die zal moeten liggen op minimaal 25 à 30 Euro per ton CO₂. De Raad acht het noodzakelijk dat op dezelfde terreinen (verlichting, apparatuur, gedrag) soortgelijke maatregelen worden genomen voor toepassing in de industrie en dienstensector.

Met andere woorden de in dit hoofdstuk genoemde maatregelen dienen ook hun uitwerking te hebben in deze sectoren. Een verbod op de verkoop van gloeilampen is een algemeen verbod, ongeacht de plaats of sector van gebruik enzovoort.

Het is de Raad bekend dat dergelijke maatregelen, althans indien ze niet in de vorm van normen gesteld aan de bebouwde omgeving, veelal moeten passen binnen EU-afspraken. Dat moge zo zijn, maar de Raad meent dat in het licht van de urgente klimaatproblematiek toch naar creatieve oplossingen gezocht moet worden. Bovendien zouden dergelijke kwesties ook in de onderhandelingen over het energiebeleidspakket ingebracht kunnen en moeten worden, liefst met gelijkgestemde landen.

MICRO-WKK

Een volgende maatregel ziet de Raad in het introduceren van micro-wkk in daarvoor geschikte woningen. Met micro-wkk bij de haalbaar geachte penetratiegraad wordt een extra productie van 6TWh geleverd. Vergelijkbaar is dat met een windpark van zo'n 600 à 1000MW hetgeen fors genoemd kan worden (en met minder ruimtebeslag).

De Raad onderkent dat micro-wkk zal leiden tot enig extra aardgasverbruik. Geschat wordt, afhankelijk van de penetratiegraad, zo'n 240 tot maximaal 400 miljoen m³ per jaar. Dat is op zich aan te merken als een minpunt op de scorelijst voor 'betrouwbaar', waar juist een verminderde afhankelijkheid van aardgas meer in de rede lijkt te liggen. Afgezet tegen het geheel aan binnenlands gasverbruik van zo'n 45 miljard m³/jaar betreft het maximaal ca. 1%. De Raad acht zulks verantwoord. Het komt de Raad voor als een verbeterd gebruik maken van het zeer dichte gasdistributienet waar Nederland over beschikt.

Bovendien wijst de Raad op de mogelijkheid op termijn duurzame vormen van gas te introduceren, waar aan nu al gewerkt wordt. Ook op EU-niveau worden (onderzoeks)inspanningen gestimuleerd om bijvoorbeeld bijmenging van Synthetisch Gas (SNG) en biogas in de aardgasstromen die door de aardgasleidingnetten worden getransporteerd mogelijk te maken. Ook de Raad onderkent dat daarvoor nog een flinke research- en ontwikkelingsinspanning verricht zal moeten worden, waar in het kader van het transitiebeleid, onderdeel groen gas, voldoende middelen voor gemobiliseerd moeten worden.

De introductie van biogas of groen gas komt ook tegemoet aan een bekend nadeel van decentrale opwekking; het niet of zeer moeilijk kunnen opvangen voor opslag van de CO₂-uitstoot. Dat probleem wordt ondervangen indien respectievelijk voor zover het biogas betreft. Een ander minpunt dat wel wordt genoemd is dat micro-wkk in feite zou vergen dat de woningen en gebouwen niet (verder) geïsoleerd zouden worden. Dat komt de Raad als extreem voor. De werkelijkheid, zo is te verwachten, zal te zien geven dat verschillende marktactoren activiteiten zullen ontplooiën. In een marktomgeving met competitie zal het immer kunnen voorkomen dat de ene actie een andere actie minder of onrendabel maakt. Als een grote

isolatiecampagne er toe zal leiden dat het potentieel voor micro-wkk verkleint dan zij dat zo. Bovendien zij bedacht dat micro-wkk toestellen een levensduur hebben van naar verwachting rond de 15 jaar. Mocht er tegen die tijd een nieuwe betere en betaalbare technologie beschikbaar zijn dan zal die worden ingezet ter 'aflossing' van de micro-wkk. Belangrijkste is dat er energiebesparingsmaatregelen worden gerealiseerd.

De Raad acht het waarschijnlijk dat in de komende jaren micro-wkk zo goed blijkt te functioneren dat in 2012 besloten kan worden om micro-wkk voor te schrijven voor het relevante deel van de woningen en gebouwen. Ook hier in de vorm van een minimumgrens aan de totale efficiency van de verwarmingsinstallatie. Op die wijze blijft de markt ook bereikbaar voor andere vormen zoals warmtepompen.

Voorts beveelt de Raad aan een adequate korting op de overdrachtsbelasting bij de verkoop van huizen te geven, die hetzij over een verwarmingsinstallatie beschikken met een rendement boven de hier boven bedoelde grens en/of aan een isolatienorm voldoen die qua energiebesparing dan wel vermeden CO₂-uitstoot daarmee te vergelijken zijn. Overigens zou bedoelde korting ook gegeven moeten worden ingeval een huis/gebouw binnen bijvoorbeeld 6 maanden na overdracht door de nieuwe eigenaar in de staat is gebracht waarbij aan genoemde normen wordt voldaan. Die betaalt tenslotte de overdrachtsbelasting en op die wijze worden investeren en vruchten ervan plukken in een hand gebracht.

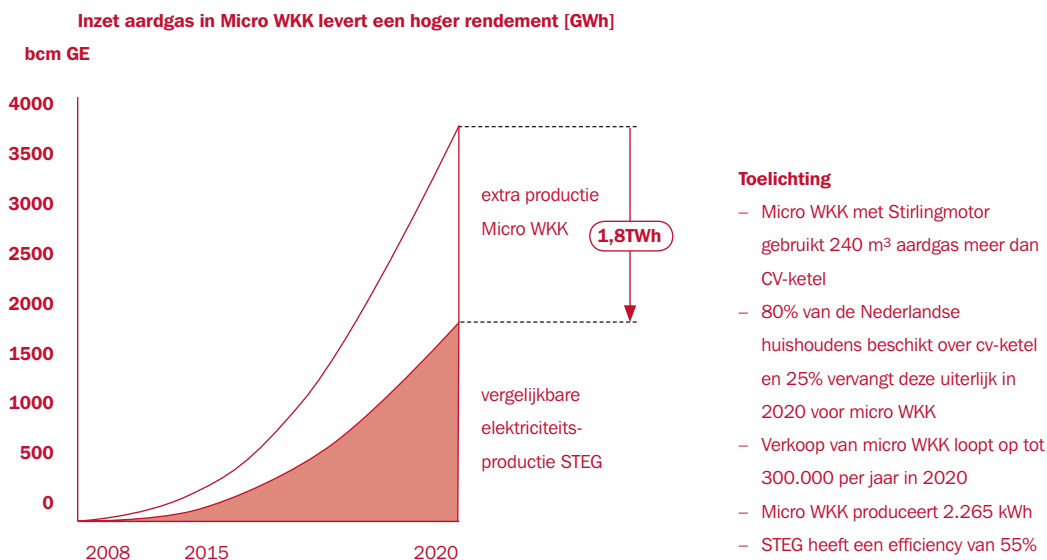
NORMERING EN ENERGIEBESPARING IN DE GEBOUWDE OMGEVING

Normering en energiebesparing in de gebouwde omgeving

Een deel van de energiebesparing die in dit advies aan de orde komt wordt gerealiseerd in de bebouwde omgeving. Met name normstellingen zijn een belangrijk instrument.

Het huidige systeem van normering in de Nederlandse gebouwde omgeving is gebaseerd op de Energie Prestatie Normering (EPN). De Energie Prestatie Coëfficiënt (EPC) waarop de EPN gebaseerd wordt berekend op basis van zowel de gebouweigenschappen als de gebouwinstallaties. Sinds 1 januari 2006 is de EPC aangescherpt van 1.0 naar 0.8.

Figuur 3: Maximale inzet van micro WKK levert een extra productie van 1,8 TWh emissievrij



Bron: ECN, Enatec, IEA, 2006, Senter Novem, Smart Power Foundation, Roland Berger analyse

De Europese richtlijn energieprestatie van gebouwen (EPBD, 2002/91/EG) verplicht alle lidstaten onder nadere:

1. minimumeisen voor energieprestatie van nieuwe gebouwen, bestaande grote gebouwen en ingrijpend gerenoveerde gebouwen en een
2. energiecificering van gebouwen (naar verwachting vanaf 1 januari 2008)

De minimumeis voor energieprestatie zal ingevuld worden doormiddel van de EPC. Het energiecificaat, naar verwachting verplicht vanaf 1 januari 2008, zal worden gebaseerd op een nog te ontwikkelen energie-index (EI). Ook in deze index komen zowel gebouwgebonden (muurisolatie, HR++-glas et cetera) als niet gebouwgebonden opties (HR-ketels, zonneboilers, warmtepompen et cetera) terug.

ECN heeft gekeken naar de instrumenteerbaarheid van de 2% energiebesparing². Als onderdeel van een pakket gaan zij uit van een aanscherping van de EPC naar 0,4 in 2015. Dit komt overeen met een passieve woning. Aanscherping van de EPC onder de 0,8 kan worden bereikt met gebalanceerde ventilatie, lage-temperatuurverwarming, zonneboilers en warmtepompen³.

FLANKEREND BELEID

Met name de energiecificering leent zich voor aanvullend beleid. Als voorbereiding voor de invoering van het energieprestatiecertificaat heeft CE een overzicht gemaakt van mogelijkheden voor flankerend beleid, ook mede naar aanleiding van de motie Spies.

Het rapport⁴ maakt onderscheid tussen koopwoningen enerzijds en huurwoningen / utiliteit anderzijds. Basis is de invoering van de hierboven genoemde energieprestatie-index (EI) met bijbehorende energielabels voor woningen, variërend voor G / rood tot en met A /groen. Dus vergelijkbaar met bijvoorbeeld koelkasten. Het gaat hier om energiekwaliteit / energie-efficiency en niet om absoluut energiegebruik van de gebouwen.

Voor *koopwoningen* zijn zij positief over kortingen op overdrachtsbelasting (OVB) bijvoorbeeld wanneer er een sprong in labelklasse wordt gemaakt. Bij de OVB gaat het om grote bedragen, en is dus een substantiële korting mogelijk, voldoende om in relatie tot de orde grootte van de investeringen te kunnen zijn.

Voor *huurwoningen* gaat het vooral om de huur meer afhankelijk te maken van de energieprestatie (woningwaardeerstelsel). Ook is het belangrijk om verminderde energiekosten (huurder) te koppelen aan de investeringen (verhuurder), te regelen in bijvoorbeeld een convenant tussen huurders en corporaties.

2 *Instrumenten voor energiebesparing, ECN, december 2006*

3 *Woningen met EPC < 0,8, SenterNovem, december 2005*

4 *Leuker kunnen we het niet maken, wel groener, CE, december 2006*

Voor de *utiliteit* wordt gedacht aan energiebesparingbedrijven, die professioneel investeringen plegen in energiebesparing en dat betaald krijgen door mee te delen in de energiebesparingopbrengsten.

Minimum rendementseis per brandstofsoort bestaande centrales.

Een maatregel binnen de elektriciteitssector zelf is het voorschrijven van een minimum rendement (per brandstofsoort) waarmee vanaf zeg 2015 elektriciteit opgewekt moet worden.

Het bestaande park heeft een vrij grote bandbreedte qua omzettingsrendement zo blijkt uit onder andere gegevens van ECN. De voorgeschreven norm moet zo gesteld worden dat daarmee een 30% efficiencyverbetering ten opzichte van het productiepark in 2005 wordt bewerkstelligd. Zulks lijkt mogelijk en verantwoord te zijn indien een dergelijk voorschrift met een redelijke vooraankondigingstijd in de markt wordt gezet.

STIMULERING WKK

De Raad acht tenslotte een hernieuwde stimulering van wkk aangewezen. De Raad acht het gewenst dat prikkels, inclusief financiële, ontworpen worden om de gewenste uitbreiding aan WKK vermogen te helpen realiseren. dit idee wordt verder uitgewerkt in de hoofdtekst, paragraaf 5.3.2.

Het huidige verbruik aan elektriciteit ten behoeve van *verlichting* is 15.6 TWh, waarvan 3,6 TWh voor rekening van huishoudens en 21.1 TWh voor rekening van bedrijven. Door inzet van LED-lampen kan dit teruggebracht worden tot 5.4 TWh. Dit is een besparing van 10 TWh.

Terugkoppeling van het energieverbruik, i.e. *slimme meters*, levert een daling in het energieverbruik op van 1-3 TWh.

De spreiding in de efficiëntie van de huidige centrales biedt potentieel voor *efficiëntieverbeteringen in de opwekking van elektriciteit*. Door de efficiëntieverbeteringen kan de geproduceerde elektriciteit ophoog van in totaal 40.0 TWh –waarvan 23.1 TWh aardgas- en 16.9 TWh steenkoolgestookte centrales- naar 52.1 TWh. Dit is een winst van 12 TWh per jaar.

Vergroting van het gebruik van restwarmte door uitbreiding van de WKK-capaciteit van 7500 MW naar 12000 – 15000 MW levert een extra productie op van 11,3 TWh per jaar, in de vorm van warmte en elektriciteit.

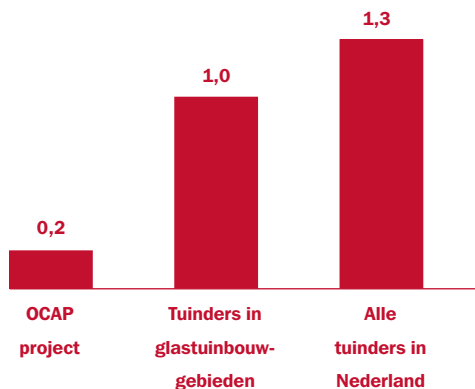
Ecofys publiceerde in 2004 een lijst met besparingsmogelijkheden, welke aanvullend is op bovenstaande potentieel. Bron: Elektriciteitsbesparing als alternatief voor de bouw van nieuwe centrales, Ecofys, 2004.

Alle maatregelen tezamen levert aan besparing een maximaal potentieel van 33.700 GWh en een haalbaar potentieel van 15.700 GWh, een besparing van circa 1% per jaar tot 2020.

De Raad wijst ook op toepassing van CO₂ in de tuinbouwsector. Het OCAP project (Organic Carbon dioxide for Assimilation of Plants. www.ocap.nl) is daar een geslaagd voorbeeld van zoals uit onderstaand schema blijkt.

GEBRUIK CO₂ GASSEN VAN ELEKTRICITEITSCENTRALES IN DE GLASTUINBOUW LEVERT EEN BESPARING OP VAN 1 MTON PER JAAR

Besparing CO₂ uitstoot [Mton]



Voorbeeld project OCAP

- 500 tuinders in Westland krijgen 300.000 ton CO₂ geleverd
- Raffinaderij van Shell in Pernis levert CO₂
- Tuinders besparen 95 miljoen m³ aardgas
- Prijs bedraagt 65 euro per ton CO₂
- Tuinders hoeven geen aardgas meer te verbranden om CO₂ te creëren

Glastuinbouw in Nederland

- In Nederland bevindt zich 10.500 hectare glastuinbouw
- De grote arealen glastuinbouw bevinden zich in Zuid Holland, Noord Brabant en Noord Holland met 8000 hectare

BIJLAGE 5

OPGESTELD WKK VERMOGEN IN NEDERLAND

Het totale opgestelde vermogen in Nederland, centraal en decentraal / WKK en niet-WKK, bedroeg in 2005:
21801 MWe. Opgesplitst naar WKK/niet-WKK, naar centraal/decentraal:

Tabel 1: Het totale opgestelde vermogen, centraal/decentraal, WKK/niet-WKK

	Centraal vermogen, MWe		Decentraal vermogen, MWe	
	WKK	niet-WKK	WKK	Niet-WKK
Gasmotor	-	-	1666	9
Stoomturbine	1944	6845	458	513
Steg-eenheid	3250	1827	2201	61
Gasturbine	171	115	907	-
Nucleaire-eenheid	-	449	-	-
Waterkrachtcentrale	-	-	-	37
Windturbine	-	-	-	1224
Zonne-energie	-	-	-	51
Overige installaties	-	8	18	46
Totaal installaties	5365	9244	5251	1941
Totaal centraal + decentraal			10616	11185

Opgesplitst naar bedrijfspgroepen geldt voor dit opgestelde vermogen:

		WKK, MWe	Niet-WKK, MWe
Totaal centraal		5365	9244
Decentraal	Land en tuinbouw	1120	-
	Raffinaderijen en winningsbedrijven	427	3
	Voeding en Genotsmiddelen	544	-
	Papier	405	-
	Chemie	1736	253
	Overige industrie	102	26
	Distributiebedrijven	315	1299
	Gezondheidszorg	172	-
	Afvalverbranding	137	307
	Overige producenten	294	53
	Totaal decentraal	5251	1914
Totaal centraal + decentraal		10616	11185

Geproduceerd vermogen met productiemiddelen voor elektriciteit

Dus exclusief vermogen primair voor warmte/stoom, bijvoorbeeld industriële stoomketels

	WKK			Niet-WKK		
	Totaal	Electr	Stoom/	Totaal	Electr	Stoom/
	TJ	MWh.	warmte	TJ	MWh.	warmte
			TJ			TJ
Totaal centraal	148776	29371742	43038	143515	39865368	-
Decentraal						
Land en tuinbouw	29 093	3 300 270	17 213	-	-	-
Raffinaderijen + winningsbedr.	42 604	2 805 053	32 505	-	-	-
Voeding en Genotsmiddelen	27 875	2 458 904	19 023	-	-	-
Papier	23 887	2 364 968	15 373	-	-	-
Chemie	116 932	11 779 035	74 527	2 807	634 743	522
Overige industrie	5 690	311 747	4 568	496	137 772	-
Distributiebedrijven	5 235	796 563	2 368	8 544	2 373 216	-
Gezondheidszorg	7 018	787 872	4 182	-	-	-
Afvalverbranding	4 425	682 601	1 967	7 564	2 101 162	-
Overige producenten	9 207	984 378	5 663	148	41 085	-
Totaal decentraal	271 965	26 271 391	177 388	19 559	5 287 978	522
Totaal centraal + decentraal	420741	55643133	220426	163074	45153346	522

Geproduceerd vermogen met productiemiddelen voor elektriciteit

Dus exclusief vermogen primair voor warmte/stoom, bijvoorbeeld industriële stoomketels

	WKK			Niet-WKK		
	Totaal	Electr	Stoom/	Totaal	Electr	Stoom/
	TJ	MWh.	warmte	TJ	MWh.	warmte
			TJ			TJ
Centraal						
Gasmotor	-	-	-	-	-	-
Stoomturbine	44 155	10 951 904	4 729	93 632	26 008 760	-
Steg-eenheid	91 926	17 488 181	28 968	34 958	9 710 624	-
Gasturbine	12 695	931 657	9 341	319	88 528	-
Nucleaire eenheid	-	-	-	14 391	3 997 456	-
waterkrachtcentrale	-	-	-	-	-	-
Windturbine	-	-	-	-	-	-
Zonne-energie	-	-	-	-	-	-
Overige installaties	-	-	-	216	60 000	-
Totaal centraal	148 776	29 371 742	43 038	143 515	39 865 368	-
Decentraal						
Gasmotor	47 152	5 289 793	28 109	40	11 031	-
Stoomturbine	38 291	1 832 645	31 694	10 780	2 849 392	522
Steg-eenheid	107 754	13 534 180	59 031	162	45 109	-
Gasturbine	78 302	5 552 681	58 313	-	-	-
Nucleaire eenheid	-	-	-	-	-	-
waterkrachtcentrale	-	-	-	317	88 000	-
Windturbine	-	-	-	7 434	2 065 000	-
Zonne-energie	-	-	-	123	34 199	-
Overige installaties	466	62 092	242	703	195 247	-
Totaal decentraal	271 965	26 271 391	177 388	19 559	5 287 978	522
Totaal centraal + decentraal	420741	55643133	220426	163074	45153346	522

BIJLAGE 6 PUBLICATIES AFGELOPEN TIEN JAAR

2007

Jaarverslag 2006

ISBN 97 89 07 43 57 456

Energietechnologie voor de toekomst
Leren en stimuleren

ISBN 978 90 74357 44 9

(Ook beschikbaar in het Engels)

Een graadje slimmer

ISBN 90 74357 43 1

(Ook beschikbaar in het Engels)

2006

Jaarverslag 2005

ISBN 90 74357 00 8

Energiek buitenlands beleid
Energievoorzieningszekerheid als nieuwe
hoofddoelstelling
*Gezamenlijk advies van de Adviesraad
Internationale Vraagstukken en de
Energieraad*

ISBN 90 74357 42 3

(Ook beschikbaar in het Engels)

Briefadvies Concentrated Solar Power

2005

Jaarverslag 2004

Naar een nieuw evenwicht

ISBN 90 74357 41 5

Gas voor morgen
*Nederlandse beleidsopties in een veranderende
mondiale en Europese gasmarkt*

ISBN 90 74357 40 7

(Ook beschikbaar in het Engels)

Briefadvies Duurzame mobiliteit

2004

Energietransitie:

Klimaat voor nieuwe kansen

*Gezamenlijk advies van de VROM-Raad en
de Energieraad*

ISBN 90 8513 012 3

(Samenvatting ook beschikbaar in het Engels)

Behoedzaam stroomopwaarts

ISBN 90 74357 38 5

Jaarverslag 2003

ISBN 90 74357 37 7

2003

Net nog niet

*Advies van de Energieraad over de
organisatie en het eigendom van
energienetten*

ISBN 90 74357 36 9

Aansprakelijkheid

Helder als het licht uitgaat

ISBN 90 74357 35 0

Energiemarkten op de weegschaal.

ISBN 90 74357 34 2

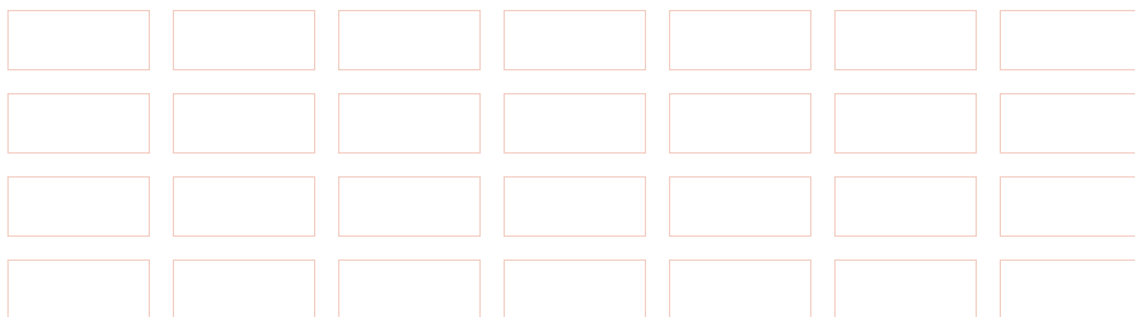
Jaarverslag 2002

Dilemma's en keuzes.

ISBN 90 74357 33 4

Zorgvuldig omgaan met de introductie van
marktwerking rond vitale infrastructurele
voorzieningen.

*Gezamenlijke uitgave van de Algemene
Energieraad en de Raad voor Verkeer en*



Waterstaat

Briefadvies Energie-infrastructuur:

Tijd voor verandering?

ISBN 90 74357 32 6

2002

Post-Kyoto energiebeleid

ISBN 90 74357 30 x

Jaarverslag 2001

Internationale energievisies;

ISBN 90 74357 31 8

Briefadvies Energierapport 2002

2001

Briefadvies Energie en Ruimtelijke
Ordening

Energieonderzoek, de krachten gebundeld

ISBN 90 74357 27 x

Briefadvies Energieonderzoek

Zorgen voor de Energie van Morgen

ISBN 90 74357 28 8

De rol van de overheid
in een vrije energiemarkt

ISBN 90 74357 29 6

2000

Advies naar aanleiding van het
Energierapport 1999

ISBN 90 74357 25 3

Briefadvies Verantwoordelijkheden
Energiebesparingsbeleid

Energie en Ruimtelijke Ordening

ISBN 90 74357 26 1

1999

Advies Duurzame Energie

ISBN 90 74357 23 7

Overheidsbeleid voor de Lange Termijn
Energievoorziening

ISBN 90 74357 24 5

Briefadvies Energie en Wegverkeer

1998

Liberalisatie van de Gassector

ISBN 90 74357 19 9

Advies Voorbereiding Nota
Energiebesparing

ISBN 90 74357 20 2

De Kyoto-afspraken.

Gevolgen voor Nederland op Energiegebied

ISBN 90 74357 21 0

Opzet Energierapport

Oliecrisisbeleid

Tussen Risico en Realiteit

ISBN 90 74357 22 9

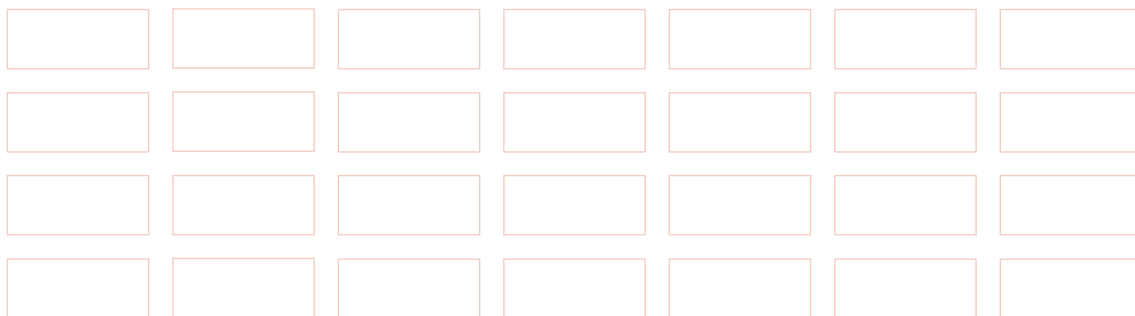
1997

Nutskarakter Elektriciteitssector en
Privatisering

ISBN 90 74357 17 2

Optimale Lokale Energievoorziening

ISBN 90 74357 18 0



De reeds verschenen publicaties van de Energieraad zijn
(mits nog beschikbaar) gratis te bestellen bij

Energieraad

Adelheidstraat 8

Postbus 11723

2502 AS Den Haag

T 070 – 392 40 01

F 070 – 365 28 36

E info@energieraad.nl

BRANDSTOFMIX IN BEWEGING

126

