



TPEdigitaal
Jaargang 9 nr. 2
Juli 2015

Energiebeleid, duurzaamheid

Inleiding: Energie en economie	1
<i>Pieter Boot en Paul Koutstaal</i>	
De opgaven en kansen van Conference of Parties 2015 in Parijs	8
<i>Andries Hof, Michel den Elzen, Detlef van Vuuren en Mark Roelfsema</i>	
Kosten en baten van klimaatbeleid	20
<i>Andries Hof</i>	
De toekomst van de elektriciteitsvoorziening bij toename van zon en wind.....	35
<i>Paul Koutstaal en Jos Sijm</i>	
Conditie voor een grotere rol van energiecoöperaties in hernieuwbare elektriciteitsopwekking.....	52
<i>Hans Elzenga en Anne Marieke Schwencke</i>	
Beleid voor innovaties in de elektriciteitssector	62
<i>Annelies Huygen</i>	
De rol van gas in de Nederlandse energiehuishouding op de korte en lange termijn	79
<i>Jeroen de Joode</i>	
Zoeken naar zekerheden	91
<i>Coby van der Linde</i>	
Effectiviteit van het Nederlandse energiebeleid in 2007-2012: productiesubsidies voor hernieuwbare energie	98
<i>Bert Hof en Viktória Kocsis</i>	
Naar een duurzame energievoorziening in onzekere tijden.....	111
<i>Pieter Boot</i>	

De energietransitie kent geen blauwdruk: wat Nederland kan leren van zijn buurlanden.....	129
<i>Jos Notenboom en Remko Ybema</i>	
Groene groei: hoe bereiken we dat?	149
<i>Frank den Butter, Viktória Kocsis en Bert Tieben</i>	

TPEdigitaal is een uitgave van de Stichting TPEdigitaal te Amsterdam.
ISSN: 1875-8797

Colofon

Het tijdschrift TPEdigitaal verschijnt vier maal per jaar en wordt uitgegeven door de onafhankelijke stichting TPEdigitaal te Amsterdam onder ISSN 1875-8797.

Redactie

dr. M. de Graaf-Zijl

N. de Groot, MSc.

dr. D.A. Hollanders

drs. A.R.B.J. Houkes-Hommes

drs. J.F.M. de Jong

dr. A.M. Onderstal

dr. L.A.W. Tieben

Redactieadres

redactie/tpedigitaal.nl (NB, u dient zelf de schuine streep te vervangen door een apenstaartje in het adresveld van uw e-mailprogramma)

Wetenschappelijke adviesraad

dr. P.A. Boot

prof. dr. C.L.J. Caminada

prof. dr. H.P. van Dalen

prof. dr. W.H.J. Hassink

prof. dr. M.W. Hofkes

prof. dr. L.H. Hoogduin

prof. dr. B. van der Klaauw

prof. dr. C.C. Koopmans

drs. L.M.T. van Velden

prof. dr. B. ter Weel

Bureauredactie

J.L. Verbruggen

Foto website

F. van der Hoeven

Uitgever

Stichting TPEdigitaal

p/a Amstelveenseweg 1056

1081 JV Amsterdam

Inleiding: Energie en economie

Pieter Boot en Paul Koutstaal

Introductie

De toename van de economische groei sinds de industriële revolutie is voor een belangrijk deel gebouwd op de ruime beschikbaarheid van goedkope energie (Wrigley 2010). Eerst was het steenkool, later werden aardolie en aardgas de belangrijkste energiebronnen. Voor al deze bronnen gold decennia lang dat ze ruim voorradig waren en tegen beperkte kosten konden worden gewonnen. Energie was daarmee een goedkope productiefactor, met een relatief stabiele en lage prijs. De oliecrisis in de jaren zeventig van de vorige eeuw heeft dat niet wezenlijk veranderd. De prijsschok van de oliecrisis heeft tot aanzienlijke besparingen geleid, waardoor het aandeel energie per eenheid bnp is gedaald en nieuwe bronnen zijn ontwikkeld, zoals bijvoorbeeld oliewinning op de Noordzee.

Sinds begin deze eeuw is goedkope energie niet meer een vanzelfsprekendheid. In 2008 was een vat olie gemiddeld ruim \$90 per vat. Dit resulteerde weliswaar ook weer in besparing én in de ontwikkeling van weer nieuwe bronnen, zoals schaliegas en olie uit tot voor kort economisch gezien onwinbare voorraden. Maar nog steeds is de olieprijs in historisch perspectief hoog, rond de \$65 per vat.

Er zijn nog andere veranderingen in de energiewereld, veranderingen die in toenemende mate hun weerslag zullen hebben op onze energiehuishouding. Gedreven door zorgen over klimaatverandering en over een te grote afhankelijkheid voor de energievoorziening van een beperkt aantal landen, stimuleren overheden innovatie in en uitrol van hernieuwbare energie. Energie uit hernieuwbare bronnen, zoals biomassa, zon en wind, neemt daardoor een steeds grotere plaats in de energievoorziening van veel landen. Dit heeft grote gevolgen, niet alleen voor de energiemarkten zelf, maar ook voor de rest van de economie.

In dit themanummer van TPE schetsen verschillende auteurs de veranderingen in de energievoorziening en wat dit betekent voor beleid en economie. Deze inleiding geeft een doorkijkje. We maken daarbij onderscheid tussen de veranderingen in de energiehuishouding en de gevolgen daarvan voor energiemarkten, en de implicaties van deze veranderingen voor het beleid. We sluiten deze inleiding af met de belangrijkste conclusies.

Verduurzaming en de markt

In de eerste twee artikelen gaan de auteurs in op een van de belangrijkste drijvende krachten achter het energiebeleid, klimaatverandering. Beperking van de opwarming van de aarde tot maximaal 2 graden, de doelstelling van het klimaatbeleid van de EU en van de wereldwijde conventie over klimaatverandering, de UNFCCC, vereist een verregaande reductie van de broeikasgasemissies, waarvan CO₂ uit fossiele energiebronnen de voornaamste is. Om dit te realiseren moeten er internationale afspraken worden gemaakt. Hof et al. laten in hun bijdrage zien dat het klimaatbeleid waar landen zich tot nu toe aan hebben gecommitteerd, niet voldoende is om naleving van de tweeградengrens te realiseren. Uitstel van emissiereducties maakt het niet onmogelijk om nog steeds de tweeградengrens te vermijden, maar maken het wel aanzienlijk moeilijker én kostbaarder. Een van de belangrijkste opgaven van de klimaatconferentie in Parijs eind 2015 is daarom het maken van heldere en concrete afspraken, zodat de mondiale uitstoot van broeikasgassen op korte termijn zoveel mogelijk teruggedrongen kan worden. De meest kansrijke opties daarvoor zijn stimuleren van hernieuwbare energie, het verbeteren van energie-efficiëntie van de gebouwde omgeving, het terugdringen van fluorkoolwaterstoffen, een van de meest schadelijke broeikasgassen, en standaarden voor brandstofverbruik in transport.

De doelstelling van het klimaatbeleid is om de opwarming van de aarde te beperken tot maximaal twee graden Celsius. De vraag is of dit optimaal is. Of, anders gezegd, wat is de optimale verhouding tussen voorkomen van en aanpassen aan klimaatverandering? In het artikel over de kosten en baten van klimaatbeleid bespreekt Andries Hof de stand van de wetenschap over de kosten en baten van klimaatbeleid. Er is sprake van grote onzekerheden, daarom is het niet mogelijk om harde uitspraken te doen over de optimale mix van mitigatie, voorkomen van klimaatverandering, en adaptatie, aanpassing aan klimaatverandering. Maar er zijn grenzen aan wat we met adaptatie kunnen repareren; voorkomen is daarom beter dan genezen.

Voorkomen van klimaatverandering vraagt om een verduurzaming van de energievoorziening. Het gaat dan om technologieën en energiebronnen, zoals afvang en opslag van koolstof (CCS), geothermie, biomassa, zon, wind, getijde-energie etc. Een toename van hernieuwbare energie heeft de nodige gevolgen voor het energiesysteem. Dit zien we nu al op de elektriciteitsmarkt, waar in verschillende landen het aandeel elektriciteit uit zon en wind sterk is gegroeid, zoals bijvoorbeeld in Duitsland en Denemarken. Deze toename van elektriciteit uit zon en wind heeft grote gevolgen voor de werking van de elektriciteitsmarkt. Koutstaal en Sijm laten zien dat bij hogere aandelen zon en wind in de elektriciteitsopwekking de elektriciteitsprijzen onder druk komen te staan. Daarentegen nemen de kosten toe, niet alleen vanwege de nog hogere kosten van elektriciteitsproductie uit zon en wind, vergeleken met conventionele centrales, maar ook omdat er kosten gemaakt moeten worden voor het inpassen van elektriciteit uit variabele en onzekere bronnen. Het gaat dan bijvoorbeeld om netwerkkosten en om de kosten van *back-up*

vermogen voor als de zon niet schijnt of als er geen wind is. Lage prijzen en hogere kosten creëren weer nieuwe uitdagingen. Wordt er dan wel genoeg geïnvesteerd in capaciteit om de leveringszekerheid te waarborgen?

In verschillende Europese landen wordt in dit verband het debat gevoerd of de huidige elektriciteitsmarkt nog wel in staat is deze investeringen tot stand te brengen. Het huidige model van de *energy-only* markt staat tegenover een model waarin ook de beschikbaarheid van capaciteit in de markt beloond wordt. Dit debat komt in dit nummer vanuit verschillende invalshoeken aan bod: vanuit het functioneren van de elektriciteitsmarkt (Koutstaal en Sijm), vanuit de regulering (Huygen) en vanuit de ervaringen die in het buitenland worden opgedaan (Notenboom en Ybema). In wezen zijn de conclusies hetzelfde: men moet erg oppassen met de introductie van een afzonderlijk capaciteitsmechanisme, omdat er een nieuw risico van overheidsfalen wordt gecreëerd, het een *self-fulfilling prophecy* wordt (als zo'n mechanisme er eenmaal is, wordt de elektriciteitsprijs zeker onvoldoende om investeringen uit te lokken), en onvermijdelijk verschillende landen er hun eigen draai aan geven zodat de gemeenschappelijke kracht van de Europese markt verzwakt. Dat laat onverlet dat een land als het Verenigd Koninkrijk met weinig internationale elektriciteitsverbindingen, de nieuwe marktform al heeft ingevoerd. Het is dan zaak de ervaringen daar aandachtig te volgen.

Een andere verandering is de toename van elektriciteitsproductie door consumenten, zoals met zonnepanelen. Het traditionele model waarin elektriciteit van grootschalige centrales naar de eindverbruikers stroomde verandert, met consumenten die ook aan het net gaan terugleveren, al dan niet alleen of via energiecoöperaties die zonnepanelen of windturbines exploiteren. Elzenga en Schwenke kijken in hun bijdrage vooruit naar de toekomst voor dergelijke energiecoöperaties. Mogen we een gestage groei verwachten van het aantal coöperaties, nu circa 150, gaan ze hun activiteiten verder uitbreiden met grotere collectieve zon- en windprojecten? Onder welke voorwaarden zou dat kunnen gaan gebeuren? Op grond van een analyse van deze voorwaarden concluderen zij dat de condities voor energiecoöperaties gunstig genoeg zijn om op termijn een groter aandeel in de hernieuwbare elektriciteitsvoorziening te krijgen dan nu het geval is (3% van het windvermogen en een kleiner aandeel zonne-electriciteit). Of het Duitse aandeel van bijna 10% van wind- en zonvermogen door Nederlandse coöperaties gehaald zal worden, is volgens hen de vraag. Voor een toenemend aandeel is minimaal de professionalisering nodig die enkele coöperaties van het eerste uur al hebben gerealiseerd.

Daarnaast is het de vraag wat de rol van gas zal zijn in de toekomst, gegeven het streven naar een verregaande CO₂-reductie, zorgen over de afhankelijkheid van gasimport en afname van de productie in Groningen. De Joode schetst de mogelijke toekomst van gas in de Nederlandse energiehuishouding. Sinds de ontdekking van het aardgasveld in Slochteren heeft gas een belangrijke rol in de Nederlandse economie. En ook al neemt de productie in Groningen verder af, nog steeds blijft er een rol voor gas. Op de middellange termijn kan aardgas helpen in de transitie, doordat het kolen en olie vervangt en als bron van flexibiliteit in het elektriciteitsstelsel. Op de lange termijn kunnen groene energiedragers, zoals waterstof uit

duurzame elektriciteit of synthetisch methaan, een belangrijke rol spelen in een verduurzaamd energiesysteem.

Van der Linde waarschuwt in haar essay voor een rommelige discussie over de energievoorziening. Ze merkt op hoezeer juist Nederland blijvend belang heeft bij een zeer open energie-economie. Veel in de toekomst hangt af van de vraag welke functie het grote energie-industriële cluster in onze havens blijft spelen. Ze stelt dat in de energiediscussie te weinig aandacht wordt besteed aan de speciale rol van Nederland als belangrijk knooppunt van Noordwest-Europese olie- en gasindustrie, en of deze rol in de toekomst belangrijker wordt of niet. Haar cruciale vragen zijn welke economie welke energie nodig heeft, hoeveel energie dan en in welke vorm.

Verduurzaming en beleid

Energiemarkten zijn van oudsher markten waar de overheid een grote rol speelt. Zo was de elektriciteitsmarkt tot eind jaren tachtig geen markt, maar werd de productie centraal geleid en waren de bedrijven nutsbedrijven in handen van de overheid. En ook nu grijpt de overheid om verschillende redenen en op allerlei manieren in op de energiemarkten. Natuurlijke monopolies, beleid gericht op het stimuleren van hernieuwbare energie, milieubeleid zoals emissiehandel, energienormen voor apparaten en woningen en klimaatbeleid, het zijn voorbeelden van hoe de overheid de markten voor energie beïnvloedt. Hoe ziet dit beleid er momenteel uit, en wat zijn de verschillen tussen landen? Hoe heeft het beleid in Nederland zich in de afgelopen periode ontwikkeld, welke lessen kunnen we daaruit trekken? En wat is robuust beleid, gegeven alle onzekerheden rond internationaal klimaatbeleid? Hoe moeten elektriciteitsmarkten worden vormgegeven bij toenemende aandelen hernieuwbaar? Deze vragen komen aan de orde in een aantal verschillende bijdragen over het energiebeleid in Nederland en omliggende landen. Bijdragen die niet alleen beschrijvend zijn maar ook beleidsaanbevelingen geven.

Hof en Kocsis analyseren de verschillende beleidsinstrumenten die de uitrol van hernieuwbare energie ondersteunen. Ze vragen zich daarbij af in welke mate de MEP, SDE en SDE+ effectief zijn geweest. Hun conclusie is dat deze productie-subsidies voor hernieuwbare elektriciteit nauwelijks tot (redelijk) effectief waren in de periode 2007-2012. De auteurs erkennen dat het beleid nu als inzet heeft doelen voor 2020 te halen, maar wijzen erop dat voor een kostendaling op langere termijn het zinvol kan zijn meer financiële middelen in te zetten op innovatie. Boot stelt zich vervolgens de vraag hoe het beleid op een zo robuust mogelijke wijze op het gestelde doel van een duurzame energievoorziening in 2050 kan afkoersen, weet hebbend van de onzekerheden die de energiemarkt nu eenmaal eigen zijn. Eigenlijk gaat hij verder met de slotvraag van Van der Linde. Op grond van verschillende scenario's en uitkomsten van verschillende modellen kunnen meer en minder robuuste invullingen van beleid worden benoemd. Op een heel andere wijze trekken Notenboom en Ybema conclusies uit hun analyse van recente ontwikkelingen in

het energiebeleid van Denemarken, Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk. De gebundelde inzichten leiden tot enkele aanbevelingen.

Daar waar onzekerheid over het beleid zelf een van de grootste onduidelijkheden is voor actoren, en enkele landen om ons heen duidelijker hebben ingezet op langetermijndoelen, zou ook Nederland er goed aan doen een breedgedragen doel voor de periode na 2023 te formuleren. Zo'n doel zou niet alleen betrekking moeten hebben op de sectoren waarvoor Europa een doelstelling oplegt, maar zou om mobiliserend te zijn voor burgers en investeerders het gehele energiesysteem kunnen omvatten.

Bij de keuze hiervan zijn er in de landen om ons heen twee 'hoofdmodellen': het Britse van een enkel klimaatdoel, of dat van Denemarken, Duitsland en Frankrijk met meer doelen waaronder veel nadruk op hernieuwbare energie. Het meerdoelenmodel is complexer en vergt een diepgaande visie op de systeemtransitie om een kans van slagen te hebben. Daar staat tegenover dat het vaak meer ruimte biedt aan bottom-up initiatieven om ook echt aan de slag te gaan. De meer centralistische Britse aanpak sluit beter aan bij grootschalige, meer centraal gestuurde, investeringen. Onafhankelijke adviescolleges spelen vaak een zinvolle rol. Ook is het langetermijndoel vaak goed verankerd, zowel juridisch (wetgeving) als in parlementaire meerderheden voor langere termijn.

Beleid in onzekerheid is omgaan met de tijd. Boot stelt dat tot 2030 de bouwstenen voor een duurzame energiehuishouding vrij robuust zijn. Energiebesparing is cruciaal. De elektriciteitsvoorziening zal grotendeels emissie-arm moeten zijn. Windenergie wordt daarbij het Nederlandse trekpaard. De Nederlandse brandstofmix blijft aanzienlijk van het Europese gemiddelde afwijken, wat een risico van afwijkende kosten met zich meebrengt. Voorbereiding van grootschalige inzet van CCS zou dat verschil reduceren.

Huygen stelt zich vervolgens de vraag welke veranderingen in het marktmodel van elektriciteit nodig zijn om een transitie te realiseren. Ze sluit daarbij aan bij de eerdere constatering dat meer flexibiliteit van het elektriciteitssysteem nodig wordt, CO₂ onvoldoende in de prijs voor grootverbruikers terechtkomt en voegt toe dat consumentenbescherming op een andere wijze moet plaatsvinden. Ze eindigt haar analyse met aantal duidelijke beleidsaanbevelingen die in drieën zijn te bundelen. De eerste betreft het bevorderen van meer flexibiliteit door meer mogelijkheden voor kleinverbruikers om op de markt actief te worden; ook de netwerktarieven zouden daarbij moeten flexibiliseren. Op deze wijze zouden ook kleinverbruikers meer kunnen besparen als de prijzen hoog zijn en verbruiken als ze laag zijn. De tweede is een oproep ons te bezinnen op de toekomstige rol van distributiebedrijven. Haar derde aanbeveling is veel meer ruimte voor experimenten te bieden dan het wetsvoorstel STROOM nu voorziet.

Groene groei

Tot nu toe hebben we het vooral gehad over de komende veranderingen op de energiemarkten en in het energiebeleid. Maar veranderingen in de energiehuishouding zullen ook gevolgen hebben voor de hele economie, gegeven de belangrijke rol van energie in de huidige geïndustrialiseerde economieën. Hoe kunnen economische groei en zorg voor het milieu gecombineerd worden?

Den Butter, Kocsis en Tieben gaan daartoe na welke mogelijkheden er zijn voor economische groei die niet ten koste gaat van milieukwaliteit. Kern van hun betoog is de verschillende manieren om productiviteit te beïnvloeden en bevorderen. Bij een beoogde toename van economische groei zonder aantasting van het milieu moet verschil worden gemaakt tussen meer groei vanwege een hogere milieu-productiviteit en een hogere milieu-efficiëntie. In het eerste geval neemt de economische groei toe, bij gelijkblijvende inzet van milieu, door inzet van andere productiefactoren (substitutie). Het tweede geval, van hogere milieu-efficiëntie, is mogelijk door technologische vernieuwing. De auteurs bevelen het beleid aan van beide routes gebruik te maken, door *learning by research* en *learning by doing*, stimulering van adaptieve innovatie, internationale samenwerking zodat *best practices* beter worden benut en verschillen in efficiëntie worden verkleind, betere financiering en een beroep op de intrinsieke motivatie van betrokkenen.

Conclusies

Onze energievoorziening is aan het veranderen. Ruim beschikbare en goedkope energie, een belangrijke stuwende kracht achter de ongekende economische groei sinds de industriële revolutie, is geen automatisme meer. Zorgen over klimaatverandering, luchtverontreiniging en over toenemende afhankelijkheid van fossiele energiebronnen uit een beperkt aantal landen leiden tot acties van burgers, bedrijven en overheden. Deze zorgen voor ingrijpende veranderingen in het energiesysteem in de komende jaren. Veranderingen die we nu al zien in landen om ons heen. Allereerst is er de sterke toename van energie uit wind en zon. De overgang naar een duurzame energiehuishouding is essentieel om opwarming van de aarde door klimaatverandering te beperken, en daarmee de verwachte schade van klimaatverandering. Want al is er veel onzekerheid over de kosten en baten van klimaatverandering, de kosten van aanpassing zijn aanzienlijk hoger dan de kosten van het voorkomen ervan. Even belangrijk is dat het tegengaan van klimaatverandering gezien kan worden als een strategie om risico's te verkleinen: het verlaagt zowel het risico op onzekere, maar potentieel grote klimaatschade als op het falen van beleid gericht op aanpassen aan de klimaatverandering.

De toename van wind- en zonne-energie heeft de nodige gevolgen voor het energiesysteem. Dit geldt in eerste instantie vooral voor de elektriciteitsmarkt, maar het zal ook gevolgen hebben voor andere vormen van energie, zoals gas, warmte en voor het transportsysteem. Verdergaande CO₂-reductie kan alleen door

ook andere sectoren te verduurzamen. Dat kan bijvoorbeeld door hernieuwbaar opgewekte elektriciteit aan te wenden voor warmteproductie in de industrie, om maar een van de vele opties te noemen. Dit maakt het bovendien eenvoudiger om hernieuwbare elektriciteit in te passen in het energiesysteem, omdat de warmteproductie op die momenten plaats kan vinden wanneer er een groot aanbod is van elektriciteit uit wind en zon. Toenemende verduurzaming van de energievoorziening zal daarom tot een verdere integratie van de verschillende energiesystemen leiden. Ook gas kan daarin een rol spelen, in de vorm van groen gas via de elektriciteit-naar-gas-route of door het leveren van flexibiliteit door gascentrales uitgerust met afvang van CO₂.

De veranderingen stellen ook nieuwe eisen aan het beleid. Energiebesparing en windenergie, zo mogelijk CCS, lijken robuuste opties om in Nederland te bevorderen. Een gedragen langetermijndoel is zeer gewenst, waarbij het niet voor de hand ligt het voorbeeld van een specifiek omringend land te kopiëren, maar we ons wel tot de daar gemaakte keuzes moeten verhouden. Het bepalen van zo'n doel is alleen zinvol mogelijk na een maatschappelijk debat, waarin de feiten op tafel zijn gelegd en de te maken keuzes helder zijn gepresenteerd. De elektriciteitsvoorziening zal meer in het hart van het hele energiesysteem komen te liggen, maar kan die rol alleen spelen bij meer flexibiliteit. Omdat op de lange termijn meer onzeker is, creëert extra aandacht voor energie-innovatie ruimte om later opties goedkoper toe te passen. Nadat de doelen voor 2023 binnen bereik zijn gekomen, is het daartoe verstandig het aandeel van op onderzoek, ontwikkeling en demonstraties gerichte financiële middelen te laten oplopen, wat eventueel ten koste van de uitrol van bestaande technologieën gepaard kan gaan.

De economie zal er door de veranderingen ook anders uit gaan zien. Anders, maar niet minder. Integendeel. De baten van een koerswijziging richting schonere en duurzame economie zijn uiteindelijk hoger dan de kosten ervan, omdat we de schade van verdergaande milieuvervuiling weten te vermijden.

Auteurs

Pieter Boot (e-mail: pieter.boot@pbl.nl) is hoofd sector Klimaat, Lucht en Energie, Planbureau voor de Leefomgeving Paul Koutstaal (e-mail: koutstaal@ecm.nl) is Program Development Manager, ECN Beleidsstudies, Energieonderzoekscentrum Nederland,

Literatuur

Wrigley, E.A., 2010, Energy and the English Industrial Revolution, Cambridge University Press, Cambridge.

De opgaven en kansen van Conference of Parties 2015 in Parijs

Andries Hof, Detlef van Vuuren, Michel den Elzen en Mark Roelfsema

Voor het halen van de tweegradendoelstelling met een meer dan gemiddelde kans moeten de toekomstige mondiale cumulatieve CO₂-emissies tot zo'n 1000 Gt worden beperkt. Dit niveau wordt waarschijnlijk al voor 2040 overschreden met huidig klimaatbeleid. Uitstel van actie tot 2030 betekent dat emissies nog sterker moeten dalen in de periode erna dan in het geval van onmiddellijke actie. Dit is alleen mogelijk met grootschalige toepassingen van maatregelen die tot negatieve CO₂-emissies leiden, waaronder herbebossing en met name bio-energie in combinatie met CO₂-afvang en -opslag. Interessante opties op korte termijn zijn (ambitieuze) doelen voor hernieuwbare energie, het verbeteren van de energie-efficiëntie van de gebouwde omgeving, het terugdringen van fluorkoolwaterstoffen en standaarden voor brandstofverbruik in transport, omdat ze aansluiten bij nationale prioriteiten van veel landen.

1 Inleiding

Volgens het laatste IPCC-rapport is de menselijke uitstoot van broeikasgassen zeer waarschijnlijk de grootste oorzaak van de waargenomen temperatuurstijging sinds het midden van de 20^e eeuw. De verwachting is dan ook dat de aarde verder zal opwarmen. De uitstoot van CO₂ is volgens het IPCC de belangrijkste oorzaak van klimaatverandering, terwijl niet-CO₂-gassen, met name CH₄ en N₂O, zo'n 20% tot 30% aan klimaatverandering bijdragen. Klimaatverandering heeft gevolgen voor onder andere ecosystemen, gezondheid, zeespiegelstijging, overstromingen van rivieren, extreme weersomstandigheden en voedselvoorziening, mogelijk in grootschalige mate.

Om de risico's van klimaatverandering binnen de perken te houden hebben landen wereldwijd afgesproken dat internationale inspanningen gericht moeten zijn op het beperken van de gemiddelde wereldwijde temperatuurstijging tot maximaal 2 graden Celsius ten opzichte van het pre-industriële niveau. Ieder jaar in november of december vinden tijdens de Conferentie van Partijen (COP) klimaatonderhandelingen plaats tussen de partijen die zijn aangesloten bij het Raamverdrag inzake klimaatverandering (UNFCCC). Deze onderhandelingen zijn gericht op het implementeren van eerdere COP-besluiten op het gebied van

bijvoorbeeld adaptatie, marktmechanismen, en monitoring van en rapportage over broeikasgasemissies.

In het kader van het klimaatverdrag zijn beleidsinspanningen tot 2020 geformuleerd. Onder het Kyoto Protocol heeft de Europese Unie, een aantal Europese buurlanden (Wit-Rusland, IJsland, Liechtenstein, Monaco, Noorwegen en Zwitserland), Oekraïne, Kazachstan en Australië emissiereductieverplichtingen voor broeikasgasemissies tot en met 2020. De meeste van deze landen, waaronder de Europese Unie, hebben een reductiedoel van 20 procent ten opzichte van 1990. Noorwegen heeft een grotere en Australië, Wit-Rusland en Kazachstan een kleinere verplichting dan de EU.

Daarnaast hebben vele landen, inclusief alle ontwikkelde landen en vele grote ontwikkelingslanden (China, India, Brazilië, Mexico, Zuid-Afrika), onder het Cancún Akkoord (2010) vrijwillige reductietoezeggingen (pledges) gedaan. Ook hebben veel ontwikkelingslanden actieplannen voor het terugdringen van uitstoot van broeikasgassen geformuleerd.¹

In 2011 tijdens de COP17 in Durban zijn de landen het ‘Durban Platform for Enhanced Action’ overeengekomen. Hierin wordt de strategie uiteengezet om tot een verdrag voor internationaal klimaatbeleid na 2020 te komen. Er wordt vanaf dan onderhandeld in één onderhandelingsforum, gericht op een mondiaal akkoord dat geldt voor alle partijen, en hiermee verdwijnen de separate sporen over de rol van ontwikkelde en ontwikkelingslanden. Tijdens de COP21 in Parijs in december van dit jaar moet dit nieuwe verdrag worden goedgekeurd. Afgesproken is dat in de aanloop tot Parijs landen hun nationale bijdrage ten aanzien van klimaatbeleid na 2020 (zogenaamde INDCs: Intended Nationally Determined Contributions) in zullen dienen bij de UNFCCC. Inmiddels (juli 2015) hebben diverse landen dit al gedaan, waaronder de EU, Mexico, Rusland, Canada en de Verenigde Staten.²

Dit artikel gaat in op de vraag wat de opgaven voor succesvol internationaal klimaatbeleid na 2020 zijn en wat de mogelijkheden zijn om deze te realiseren. Sectie 2 illustreert de opgave van klimaatbeleid door middel van het koolstofbudget. Sectie 3 laat zien wat de te verwachten broeikasgasemissies zijn voor 2020, gegeven de reductiedoelstellingen en beleid van de verschillende landen, met een doorkijk naar 2030. In Sectie 4 wordt bekeken of het nog mogelijk is om de tweegradendoelstelling te halen, gegeven het te verwachten emissieniveau in 2020 en mogelijk verder uitstel van mondiale actie tot 2030. Sectie 5 bespreekt enkele mogelijkheden voor het versterken van klimaatbeleid op korte termijn en in Sectie 6 worden conclusies getrokken.

¹ Voor een compleet overzicht van de doelstellingen, zie <http://infographics.pbl.nl/climate-pledge-act-review-tool/>

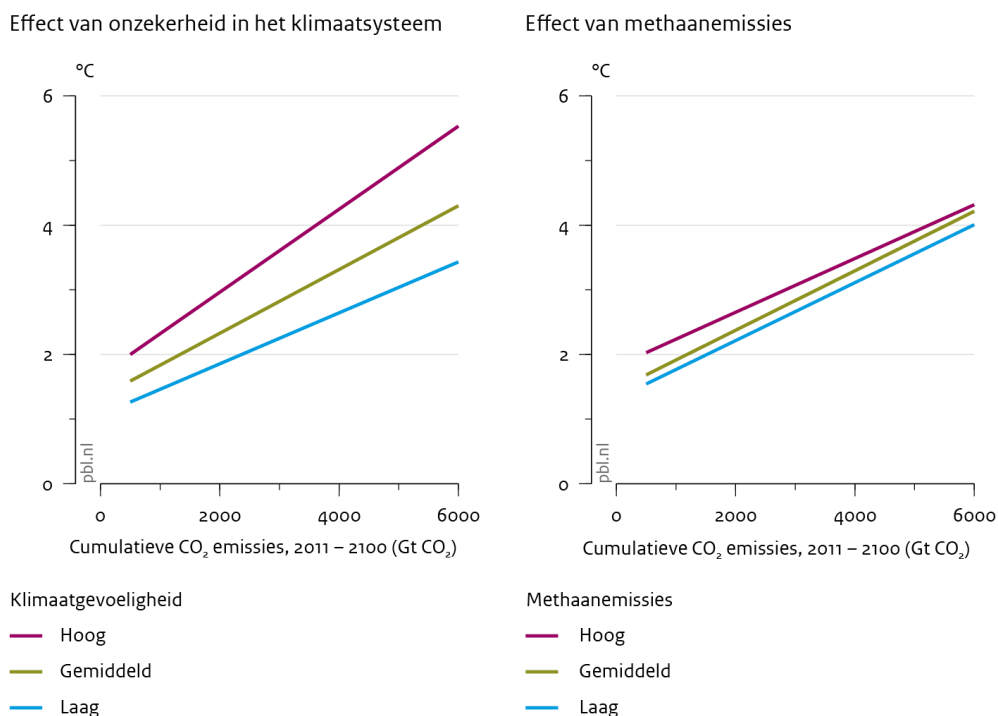
² Zie <http://www4.unfccc.int/submissions/indc/Submission%20Pages/submissions.aspx>

2 De opgave: het principe van het koolstofbudget

De opgave voor het halen van de tweegradendoelstelling kan goed worden weergegeven door het principe van het koolstofbudget, uiteengezet in het nieuwste IPCC werkgroep I rapport ([IPCC 2013](#)). Eerder al lieten [Allen et al. \(2009\)](#) en [Meinshausen et al. \(2009\)](#) zien dat er een sterke relatie bestaat tussen cumulatieve CO₂-emissies en temperatuurstijging. Deze relatie is vooral afhankelijk van hoe sterk de gemiddelde mondiale temperatuur verandert, gegeven een bepaalde concentratie van broeikasgassen in de atmosfeer (de klimaatgevoeligheid) en de toekomstige uitstoot van niet-CO₂-broeikasgassen.

Figuur 1 (links) laat zien dat voor het halen van de tweegradendoelstelling met een meer dan gemiddelde kans de cumulatieve CO₂-emissies – het zogenaamde koolstofbudget – tot zo'n 1000 Gt moeten worden beperkt (met een onzekerheidsmarge tussen de 800 en 1200 GtCO₂). Indien de klimaatgevoeligheid hoog blijkt te zijn, bijvoorbeeld omdat de opnamecapaciteit van warmte in oceanen lager is dan verwacht, is het budget lager en omgekeerd. Daarnaast geldt dat ook de uitstoot van methaan, het op een na belangrijkste broeikasgas, de grootte van het budget beïnvloedt, maar in mindere mate (Figuur 1, rechts).

Figuur 1 Relatie tussen cumulatieve CO₂-emissies en temperatuurverandering.



De linkerfiguur illustreert het effect van onzekerheid in klimaatgevoeligheid op temperatuurverandering en de rechterfiguur de onzekerheid in methaanemissies.

Bron: Van Vuuren et al. (2014), gebaseerd op MAGICC6 klimaatmodelberekeningen gebruik makend van de IPCC AR5 WGIII database 2014.

Om een koolstofbudget van 1000 Gt in perspectief te plaatsen kan gekeken worden naar de huidige jaarlijkse CO₂-uitstoot. In 2013 werd naar schatting ongeveer 40 Gt CO₂ uitgestoten, waarvan 35 Gt door verbranding van fossiele brandstoffen en 5 Gt (met een grote onzekerheidsmarge) door landgebruik zoals ontbossing en bos- en veenbranden ([Olivier et al. 2014](#)). Dit betekent dat op basis van de huidige CO₂-uitstoot het koolstofbudget over circa 25 jaar is uitgeput. Bovendien, als vanaf nu in plaats van een stijgende trend een lineair dalende trend ingezet zou worden, betekent dit dat de mondiale CO₂-emissies over 50 jaar naar nul teruggebracht moeten worden.

Het koolstofbudget benadrukt vooral het cumulatieve probleem van klimaatverandering. Uitstel van actie leidt ertoe dat er later meer actie nodig is om de vroege extra emissies te compenseren. Voor klimaatbeleid is het echter nodig om het koolstofbudget te vertalen naar emissiepaden om zodoende emissiedoelen voor een bepaald jaar vast te stellen. De volgende paragraaf laat zien wat de te verwachten emissies zijn op basis van de reductievoorstellen en klimaatbeleid in de belangrijkste landen voor de jaren 2020 en 2030.

3 Emissieprojecties voor 2020 en 2030

Veel landen hebben de afgelopen jaren klimaatbeleid geïmplementeerd om de reductietoezeggingen voor 2020 te halen. Verschillende studies hebben geanalyseerd wat de verwachte mondiale emissies zijn op basis van de toezeggingen en op basis van daadwerkelijke beleidsmaatregelen. De resultaten van beide projecties zijn samengevat in UNEP (2014). Hierin wordt geconcludeerd dat de som van alle toezeggingen leidt tot een mondiaal emissieniveau van tussen de 50 en 55 GtCO₂eq in 2020. De marge is met name het gevolg van de voorwaarden van sommige reductietoezeggingen en onzekerheid in de projecties voor China en India. Enkele landen hebben een onvoorwaardelijke en een ambitieuzere voorwaardelijke reductietoezegging gedaan. De EU, bijvoorbeeld, heeft een onvoorwaardelijke toezegging van 20% onder het 1990 niveau en een voorwaardelijke toezegging van 30% (waarbij de voorwaarde afdoende mondiale actie is). Het verschil in emissies tussen de som van alle voorwaardelijke en de som van alle onvoorwaardelijke toezeggingen kan oplopen tot ongeveer 2 Gt CO₂eq. De onzekerheid in de projecties van China en India komt doordat deze landen hun doelstelling hebben uitgedrukt in termen van verbetering van hun emissie-intensiteit (de ratio van emissies en inkomen). Met een relatief hoge economische groei zal het emissiedoel dus hoger uitvallen in termen van Gt uitstoot en vice versa.

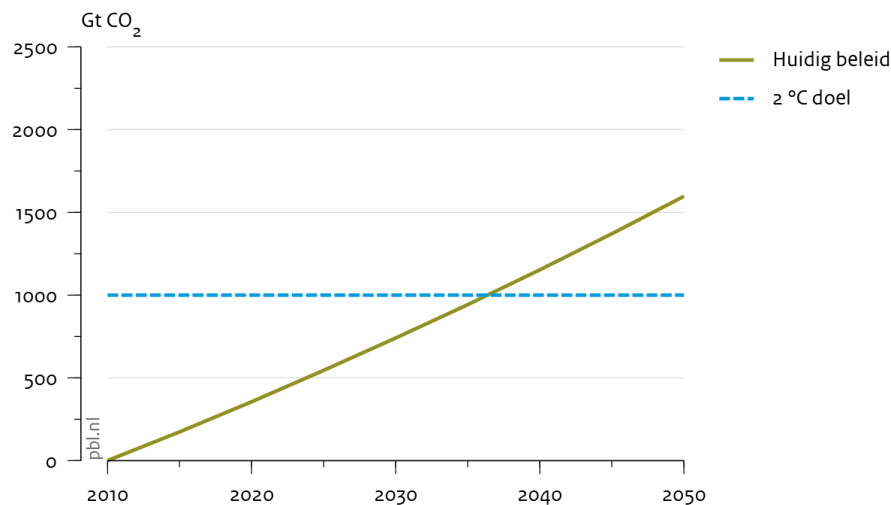
[Roelfsema et al. \(2014\)](#) en [den Elzen et al. \(2015\)](#) hebben het effect van de meest belangrijke maatregelen voor klimaatbeleid geëvalueerd. Deze studies schatten in dat voor sommige landen, zoals Brazilië, Rusland, China, en India, het nationale klimaatbeleid verder gaat dan de toezeggingen die zijn gedaan. Andere landen, zoals de EU, zitten min of meer op schema wat betreft het halen van de

reductietoezeggingen voor 2020. Voor weer andere landen, zoals Australië, Canada, de Verenigde Staten en Mexico, geldt dat additioneel beleid nodig is om de toezeggingen voor 2020 te halen. Hierbij moet wel worden vermeld dat de voorstellen van landen onderling verschillen in ambitieniveau.

De beste schatting voor de totale verwachte uitstoot van broeikasgassen als gevolg van bestaand klimaatbeleid van de grootste landen is bijna 55 GtCO₂eq in 2020, wat dus ongeveer gelijk is aan de emissieprojecties van de gedane onvoorwaardelijke reductietoezeggingen (Roelfsema et al. 2014; UNEP 2014). De verwachtingen voor toekomstige emissies waarin alleen reeds uitgevoerd klimaatbeleid tot 2010 is meegenomen, zogenaamde baseline scenario's, lopen uiteen van 56 tot 60 GtCO₂eq in 2020 (UNEP 2014; zie Figuur 3.1 op pagina 25).

Voor 2030 is de onzekerheid in de emissies vanzelfsprekend een stuk hoger. Voor baseline scenario's laten studies een totale marge voor de mondiale emissies zien van 63 tot 72 GtCO₂eq in 2030. De verwachting met huidig klimaatbeleid is 59 GtCO₂eq. Het verwachte effect van huidig klimaatbeleid is dus groter in 2030 dan in 2020, hoewel dit sterk afhangt van hoe je beleid dat wordt ingezet tot 2020 doortrekt naar 2030 (UNEP 2014; zie box 3.2).

Figuur 2 Cumulatieve CO₂-emissies in een scenario met huidig geïmplementeerd klimaatbeleid in vergelijking met het koolstofbudget voor het halen van 2 graden met meer dan gemiddelde kans.



Bron: Van Vuuren et al. (2014).

Figuur 2 laat eenvoudig zien dat bovenstaande projecties van het huidig klimaatbeleid emissies weliswaar iets reduceren, maar dat dit niet afdoende is om binnen het koolstofbudget voor het halen van 2 graden met een meer dan gemiddelde kans te blijven. Het koolstofbudget zal naar verwachting al in 2040 zijn opgebruikt (op basis van de CO₂-emissietrend van het scenario met huidig geïmplementeerd beleid zoals weergegeven in Figuur 3). De volgende paragraaf gaat daarom in op de vraag of, gegeven de te verwachten emissies in 2020 en 2030

op basis van huidig klimaatbeleid, het halen van 2 graden technisch gezien nog wel mogelijk is.

4 Verwachte emissies in 2020 en 2030 vergeleken met emissiepaden voor 2 graden

Ieder jaar worden in de UNEP Emissions Gap rapporten de verwachte emissies voor 2020 op basis van de toezeggingen vergeleken met kostenoptimale twee graden emissiepaden, waarin mondiale actie vanaf 2010 wordt verondersteld. Uit deze studies blijkt dat de emissieniveaus in 2020 van kostenoptimale twee graden paden lager zijn dan de verwachte niveaus op basis van de toegezegde reducties voor 2020. Omdat het echter nauwelijks mogelijk is om op korte termijn nog op deze kostenoptimale paden uit te komen, zijn in het laatste Emissions Gap rapport (UNEP 2014) kostenoptimale paden vanaf het verwachte emissieniveau in 2020 als uitgangspunt genomen.

In dit artikel gaan we nog een stapje verder en analyseren we naast een scenario met verwachte emissieniveaus in 2020 een scenario met beperkt klimaatbeleid tot 2030. De vraag is dan of, gegeven de emissies in 2020 en 2030, het nog mogelijk is om de mondiale temperatuurstijging te beperken tot 2 graden Celsius. Moet er meteen na 2020 mondiale actie plaatsvinden of is beperkt beleid tot 2030 nog mogelijk? En wat zijn de kosten en baten van verder uitstel?

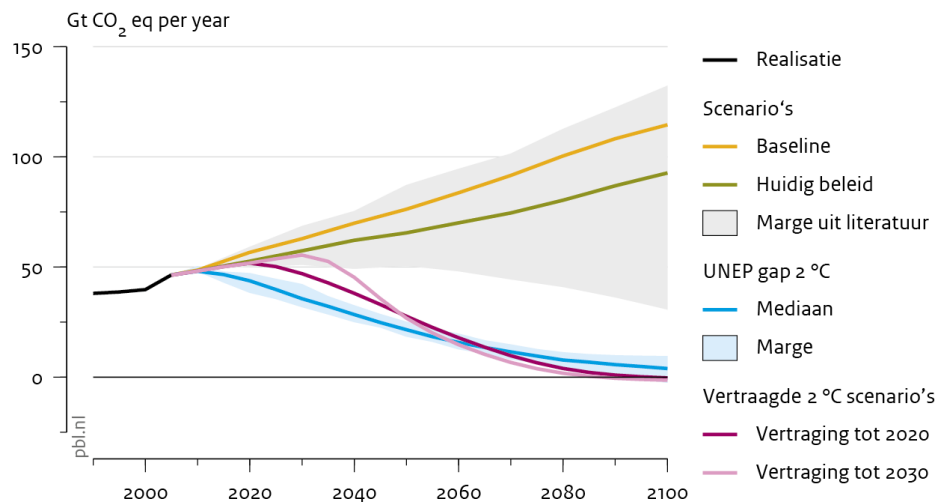
De internationale onderzoeksprojecten LIMITS en AMPERE (Riahi et al., 2015; Tavoni et al. 2015) hebben bovenstaande vragen geadresseerd met behulp van verschillende modellen. Hiervoor zijn twee scenario's gedefinieerd:

Een scenario met mondiale actie vanaf 2020, beginnend met de verwachte emissieniveaus op basis van huidig geïmplementeerd beleid. Vanaf 2020 doen alle landen en sectoren mee met het reduceren van emissies op basis van een kostenoptimale aanpak. Het klimaatdoel is een maximale stralingsforcering van 2.8 W/m² in 2100, overeenkomend met een meer dan gemiddelde kans op het halen van het twee gradendoel.

Een scenario met mondiale kostenoptimale emissiereducties vanaf 2030, met hetzelfde doel in 2100 als voorgaande scenario.

De modelstudies laten zien dat uitstel van mondiale actie tot 2020 het halen van het twee gradendoel niet onmogelijk maakt. Uitstel betekent wel dat er snellere reducties na 2020 nodig zijn (Figuur 3). Uiteindelijk zullen de emissies in het vertraagde pad onder het "optimale pad" moeten komen, maar wanneer dit gebeurt hangt af van de aanname hoe snel emissies kunnen worden gereduceerd. Het vertraagde emissiepad in Figuur 3 is berekend op basis van het PBL modelinstrumentarium IMAGE (Stehfest et al., 2014) waarvan het energiemodel TIMER deel uitmaakt. In dit model zijn de mogelijkheden om snel emissies te reduceren beperkt ten opzichte van andere modellen.

Figuur 3 Emissiepaden met vertraagde actie tot 2020 en 2030, vergeleken met kostenoptimale emissiepaden vanaf 2010.



Bron: Van Vuuren et al. (2014).

Uitstel tot 2030 betekent dat emissies nog sterker moeten dalen in de periode erna. Hoewel in IMAGE dit nog net toelaat (uitgaande van een sterk stijgende CO₂-belasting na 2030, oplopend tot ongeveer \$170/tCO₂ in 2050 en bijna \$300/tCO₂ aan het eind van de eeuw), zijn de bijbehorende emissiereducties van ongekend hoog tempo. Dit kan worden geïllustreerd door de benodigde snelheden van decarbonisatie, oftewel de ratio van emissies en inkomen. Historisch zijn decarbonisatiesnelheden van 1-2% per jaar gebruikelijk, welke het gevolg zijn van verbetering in energie-efficiënte en structurele veranderingen in de economie (met name een verschuiving van industrie naar diensten). Tijdens de oliecrisis zijn, als gevolg van prijsverandering en overheidsbeleid gericht op energiebesparing, wel snellere reducties waargenomen, maar alleen in OECD-landen en slechts tijdelijk van aard. Uitstel tot 2030 betekent dat decarbonisatiesnelheden van 4-6% per jaar mondiaal over een langere periode nodig zijn. Dit is dus minimaal drie keer zo hoog als historisch waargenomen.

Deze hoge benodigde reductiesnelheden bij uitstelscenario's hebben gevolgen voor de totale cumulatieve kosten voor het halen van het tweegradendoel, voor de flexibiliteit in de technologiemix, en voor de risico's op overschrijding van het tweegradendoel. In het IMAGE model leidt uitstel van mondiale actie tot 2030 tot 17% hogere kosten, gemeten in netto contante waarde, ten opzichte van een scenario waarin vanaf 2020 mondiale actie plaatsvindt (Van Vuuren et al., 2014). Dit is op basis van een discontovoet van 5%; voor lagere discontovoeten zal het verschil in kosten hoger uitvallen (voor een uitgebreidere analyse van de kosten van klimaatbeleid, zie Hof, huidige nummer TPEdigitaal). Dit betekent dat de lagere kosten in het begin vanwege uitstel meer dan gecompenseerd worden door de (veel) hogere kosten die na 2030 zullen optreden.

Zoals Figuur 2 laat zien betekent uitstel tot 2030 dat ongeveer 75% van het koolstofbudget voor 2 graden al is opgebruikt in de periode 2010-2030. In de periode 2030-2100 mag er dus nog maar een derde worden uitgestoten van wat er de twee decennia ervoor aan CO₂ werd uitgestoten. Modelstudies laten zien dat dit alleen mogelijk is met grootschalige toepassingen van maatregelen die tot negatieve CO₂-emissies leiden, waaronder herbebossing en met name bio-energie in combinatie met CO₂-afvang en opslag (BECCS). Negatieve emissies hebben als groot voordeel dat een overschrijding van het koolstofbudget op een later tijdstip gecompenseerd kan worden. Uitstel van mondiale actie leidt echter wel tot een grotere afhankelijkheid van negatieve emissies (Van Vliet et al. 2014). Het potentieel van BECCS en herbebossing is echter beperkt. Voor herbebossing zijn de schattingen dat er jaarlijks 1 tot 4 Gt aan CO₂ uit de atmosfeer kan worden worden onttrokken (Van Vuuren et al. 2013). Voor BECCS gelden belangrijke beperkingen rondom het potentieel voor duurzame bio-energie en het potentieel om veilig CO₂ op te slaan. Er is geen consensus over het potentieel voor duurzame bio-energie, vanwege verschillende meningen over het effect op biodiversiteit, waterschaarste, uitstoot van broeikasgassen die gepaard gaan met de productie van bio-energie en schaarste van land in het algemeen. Schattingen van het jaarlijkse potentieel voor BECCS variëren daarom van bijna nul tot 10 GtCO₂ in 2050 (Van Vuuren et al. 2013). Voor opslag van CO₂ spelen daarnaast ook nog technologische, economische en maatschappelijke aspecten een belangrijke rol.

Ten slotte leidt uitstel tot 2030 tot hogere stralingsforceringen gedurende de eeuw, hoewel de stralingsforcering aan het eind van de eeuw hetzelfde is (2.8 W/m²). Dit betekent dat de risico's van klimaatverandering en het overschrijden van het tweeградendoel hoger zijn en, hiermee samenhangend, de te verwachten schade van klimaatverandering (Admiraal et al. 2015).

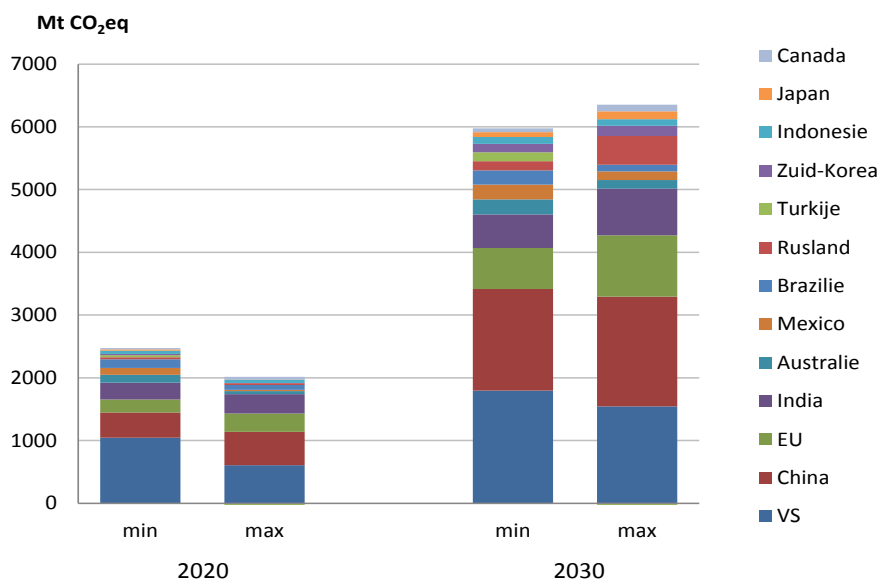
Kort samengevat zijn er belangrijke redenen om klimaatbeleid op de korte termijn aan te scherpen: het verlaagt de cumulatieve kosten over de eeuw die nodig zijn voor het halen van het tweeградendoel, het verkleint de afhankelijkheid van negatieve emissies, en het vermindert de risico's van overschrijding van het gestelde tweeградendoel. De volgende paragraaf gaat in op mogelijke beleidsmaatregelen tot aanscherping van klimaatbeleid.

5 Mogelijkheden tot extra emissiereducties

In Den Elzen et al. (2015) worden voor 12 landen en de EU een aantal beleidsopties besproken om op korte termijn de uitstoot van broeikasgassen verder te reduceren. De beleidsopties zijn zo gekozen dat ze aansluiten op nationale prioriteiten en hebben betrekking op elektriciteitsopwekking, transport, industrie, gebouwde omgeving, landgebruik en niet-CO₂-broeikasgassen. Vanzelfsprekend verschilt per land welke maatregelen veelbelovend zijn. Wel komen enkele maatregelen vaak naar voren, met name (ambitieuze) doelen voor hernieuwbare energie, verbeteren van de energie-efficiëntie in de gebouwde omgeving, het

terugdringen van fluorkoolwaterstoffen en standaarden voor brandstofverbruik in transport. In landen als Mexico, Indonesië, India en China zijn herbebossing en het (nog sterker) tegengaan van ontbossing ook potentieel interessante opties. Figuur 4 laat per land het totale effect zien van de gekozen additionele maatregelen.

Figuur 4 Effect van additionele beleidsmaatregelen die aansluiten op nationale prioriteiten.



Bron: Den Elzen et al. (2015).

Het totale effect van de geselecteerde maatregelen wordt ingeschat op een extra reductie in de uitstoot van broeikasgassen van ongeveer 6 GtCO₂eq in 2030, waarvan de helft door maatregelen in de VS en China. Dit betekent dat de emissies vanaf 2020 vrijwel stabiliseren op een niveau van ongeveer 53 GtCO₂eq, terwijl op basis van huidig geïmplementeerd beleid de emissies verder zullen stijgen (Figuur 3).

Op basis van kostenoptimale emissiepaden vanaf 2020 laat UNEP (2014) een benodigd emissieniveau zien tussen 30 en 44 GtCO₂eq in 2030. Dit betekent dat de beleidsmaatregelen zoals gedefinieerd in Den Elzen et al. (2015) niet afdoende zijn om op een kostenoptimaal pad naar 2 graden te komen (hiervoor zijn dus ook emissiereducties in de overige landen en/of verdergaande maatregelen nodig), maar wel wordt het halen van 2 graden een stukje makkelijker en goedkoper dan in het scenario met beperkt klimaatbeleid tot 2030 zoals in sectie 4 besproken.

6 Conclusies

De opgave die geldt voor de COP in Parijs om klimaatverandering tot minder dan twee graden te beperken kan goed worden weergegeven door het koolstofbudget dat behoort bij dit klimaatdoel. In de periode van 2010 tot 2100 kunnen we mondiaal nog in totaal 1000 GtCO₂ uitstoten, met een onzekerheidsmarge tussen de 800 en 1200 GtCO₂, afhankelijk van de klimaatgevoeligheid en niet-CO₂ broeikasgasemissies. De verwachting is dat bij huidig klimaatbeleid dit koolstofbudget voor 2040 is opgebruikt; maar hierbij is nog geen rekening gehouden met de reductievoorstellen die landen in gaan dienen in aanloop naar de COP in Parijs.

Scenario's die rekening houden met huidig geïmplementeerd klimaatbeleid (stand van zaken 2014) projecteren een mondiaal emissieniveau van ongeveer 55 GtCO₂eq in 2020 en 59 GtCO₂eq in 2030, ten opzichte van bijna 50 GtCO₂eq in 2010. Dit is lager dan scenario's waarin geïmplementeerd klimaatbeleid tot 2010 is meegenomen (dergelijke scenario's projecteren emissieniveaus van 63 tot 72 GtCO₂eq in 2030), maar nog flink hoger dan kostenoptimale emissiepaden met een meer dan gemiddelde kans op het halen van de twee gradendoelstelling.

Scenario's waarin mondiale actie tot emissiereductie wordt uitgesteld tot 2030 laten zien dat uitstel niet per definitie betekent dat het twee gradendoel onhaalbaar wordt, maar wel dat i) het halen van dit doel duurder wordt omdat de uitstoot van broeikasgassen erg snel moet worden gereduceerd na 2030, ii) de risico's op overschrijding van 2 graden en daarmee de risico's op grotere gevolgen van klimaatverandering hoger worden, en iii) dat we sterker afhankelijk worden van reductiemaatregelen met negatieve emissies. Ten aanzien van het laatste punt kan worden gesteld dat uitstel de flexibiliteit in keuzes van maatregelen om de uitstoot te beperken sterk vermindert en dat we nog meer afhankelijk worden van maatregelen met potentieel negatieve gevolgen voor biodiversiteit, maatschappelijke weerstand en technische onzekerheden in grootschalige toepassingen.

Een van de belangrijkste opgaven van de COP in Parijs is daarom het maken van heldere en concrete afspraken zodat de mondiale uitstoot van broeikasgassen op korte termijn zoveel mogelijk terug gedrongen kan worden. Met name maatregelen op het gebied van hernieuwbare energie, het verbeteren van energie-efficiëntie van de gebouwde omgeving, het terugdringen van fluorkoolwaterstoffen en standaarden voor brandstofverbruik in transport sluiten goed aan op nationale prioriteiten van veel landen. Natuurlijk is het van groot belang dat voldoende investeringen gekanaliseerd worden om de energietransitie tot stand te brengen. Mogelijk zullen dan de effecten van klimaatverandering binnen de perken blijven zodat we later van een succesvolle COP in Parijs kunnen spreken.

Auteurs

Andries Hof (andries.hof@pbl.nl) is als wetenschappelijk medewerker werkzaam bij de sector Klimaat, Lucht en Energie van het PBL (Planbureau voor de Leefomgeving); Detlef van Vuuren (detlef.vanvuuren@pbl.nl) is werkzaam als senior onderzoeker bij PBL en bijzonder Hoogleraar Global Environmental Change bij Universiteit Utrecht; Michel den Elzen (michel.denelzen@pbl.nl) is werkzaam als senior wetenschappelijk medewerker bij PBL; Mark Roelfsema (mark.roelfsema@pbl.nl) is werkzaam als wetenschappelijk medewerker bij PBL.

Literatuur

- Admiraal, A.K., A.F. Hof, M.G.J. den Elzen, D.P. van Vuuren, 2015, Costs and benefits of differences in the timing of greenhouse gas emission reductions, *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* in press, doi: 10.1007/s11027-11015-19641-11024.
- Allen, M.R., D.J. Frame, C. Huntingford, C.D. Jones, J.A. Lowe, M. Meinshausen en N. Meinshausen, 2009, Warming caused by cumulative carbon emissions towards the trillionth tonne, *Nature*, vol. 458(7242): 1163-66.
- Elzen, M. den, H. Fekete, A. Admiraal, N. Forsell, N. Höhne, A. Korosuo, M. Roelfsema, H. van Soest, K. Wouters, T. Day, M. Hagemann, A. Hof en A. Mosnier, 2015, Enhanced policy scenarios for major emitting countries, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Den Haag.
- IPCC, 2013, Summary for Policymakers in Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, P.M. Midgley, eds., *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom en New York, NY, USA.
- IPCC, 2014, Summary for policymakers in Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, L.L. White, eds., *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom en New York, NY, USA.
- Meinshausen, M., N. Meinshausen, W. Hare, S.C.B. Raper, K. Frieler, R. Knutti, D.J. Frame, M.R. Allen, 2009, Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C, *Nature*, vol. 458: 1163.
- Olivier, J., G. Janssens-Maenhout, M. Muntean, J. Peters, 2014, Trends in global CO2 emissions; 2014 Report, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Den Haag en European Commission, Joint Research Centre, Ispra.
- Riahi, K., E. Kriegler, N. Johnson, C. Bertram, M. den Elzen, J. Eom, M. Schaeffer, J. Edmonds, M. Isaac, V. Krey, T. Longden, G. Luderer, A. Méjean, D.L. McCollum, S. Mima, H. Turton, D.P. van Vuuren, K. Wada, V. Bosetti, P. Capros, P. Criqui, M. Hamdi-Cherif, M. Kainuma, O. Edenhofer, 2015, Locked into Copenhagen pledges -

- Implications of short-term emission targets for the cost and feasibility of long-term climate goals, *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 90: 8-23.
- Roelfsema, M., M.G.J. den Elzen, N. Höhne, A.F. Hof, N. Braun, H. Fekete, H. Böttcher, R. Brandsma, J. Larkin, 2014, Are major economies on track to achieve their pledges for 2020? An assessment of domestic climate and energy policies, *Energy Policy*, vol. 67: 781-796.
- Stehfest, E., D.P. van Vuuren, T. Kram, L. Bouwman, R. Alkemade, M. Bakkenes, H. Biemans, A. Bouwman, M.G.J. den Elzen, J. Janse, P. Lucas, J. van Minnen, M. Müller, A. Prins, 2014, Integrated Assessment of Global Environmental Change with IMAGE 3.0. Model description and policy applications, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Den Haag.
- Tavoni, M., E. Kriegler, K. Riahi, D.P. van Vuuren, T. Aboumahboub, A. Bowen, K. Calvin, E. Campiglio, T. Kober, J. Jewell, G. Luderer, G. Marangoni, D. McCollum, M. van Sluisveld, A. Zimmer, B. van der Zwaan, 2015, Post-2020 climate agreements in the major economies assessed in the light of global models, *Nature Climate Change*, vol. 5: 119-126.
- UNEP, 2014, The emissions gap report 2014, United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi.
- UNFCCC, 2010, Decision 1/CP.16, The Cancun Agreements, UNFCCC document FCCC/CP/2010/7/Add.1, <http://unfccc.int/resource/docs/2010/cop16/eng/07a01.pdf#page=2>
- Vliet, J. van, A.F. Hof, A.M. Beltran, M. van den Berg, S. Deetman, M.G.J. den Elzen, P.L. Lucas, D.P. van Vuuren, 2014, The impact of technology availability on the timing and costs of emission reductions for achieving long-term climate targets, *Climate Change*, vol. 123: 559-569.
- Vuuren, D.P. van, S. Deetman, J. van Vliet, M. van den Berg, B.J. van Ruijven, B. Koelbl, 2013, The role of negative CO₂ emissions for reaching 2 °C-insights from integrated assessment modelling, *Climate Change*, vol. 118: 15-27.
- Vuuren, D.P. van, M.G.J. den Elzen, A.F. Hof, M. Roelfsema, P. Lucas, M. van Sluisveld, D. Gernaat, S. Otto, M. van den Berg, M. Harmsen, M. Schaeffer, A. Admiraal, 2014, Long-term climate policy targets and implications for 2030, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Den Haag.

Kosten en baten van klimaatbeleid

Andries Hof

Klimaatverandering kan grote gevolgen hebben. Om die het hoofd te bieden kan worden gekozen voor het aanpassen aan die gevolgen (adapten) en voor het beperken van de klimaatverandering (mitigeren). Timing en onzekerheid spelen een cruciale rol bij de kosten en baten van mitigatie en adaptatie. Dit komt omdat de baten van mitigatie, welke bestaan uit de vermeden schade, decennia na de kosten plaatsvinden en deze veel onzekerder zijn dan de mitigatiekosten. Tevens is de schade ongelijk verdeeld, waarbij in het algemeen de schade in de armste landen het hoogst is. Klimaatmitigatie verlaagt zowel het risico op onzekere, maar potentieel hoge, klimaatschade als de gevolgen van het falen van optimaal adaptatiebeleid.

1 Inleiding

Zoals al aangegeven in de voorgaande artikelen zijn de risico's van klimaatverandering aanzienlijk. Dit is internationaal onderkend door het klimaatverdrag dat in 1994 in werking is getreden en geratificeerd is door alle landen van de Verenigde Naties. Het doel van dit verdrag is het vermijden van een gevaarlijke antropogene invloed op het klimaatsysteem door middel van stabilisatie van de broeikasgasconcentraties in de atmosfeer. In de jaarlijkse Conference of Parties (COPs) overleggen alle partijen over de voortgang van klimaatbeleid onder het klimaatverdrag.

Uit het klimaatverdrag is niet op te maken welk niveau van broeikasgasconcentraties nodig zou zijn om een gevaarlijke menselijke invloed te vermijden. Pas na vele onderhandelingsronden is er in 2009 tijdens de COP15, dus vele jaren na het in werking treden van het klimaatverdrag, een langetermijndoel voor klimaatverandering vastgesteld. Een jaar later tijdens de COP16 in Cancún is dit doel nog iets preciezer geformuleerd: landen moeten urgent actie ondernemen om de stijging van de gemiddelde mondiale temperatuur te beperken tot maximaal 2 graden Celsius ten opzichte van pre-industriële niveaus door hun broeikasgasemissies sterk terug te dringen.

Op het eerste gezicht lijkt een vergelijking van de kosten en baten van het terugdringen van broeikasgasemissies niet meer relevant voor het bepalen van het juiste doel voor klimaatverandering, aangezien dit doel al is afgesproken. Er zijn echter verschillende redenen waarom beter inzicht in de kosten en baten belangrijk is. Ten eerste is er behoorlijk wat onzekerheid in het klimaatsysteem, waardoor

voor iedere broeikasgasconcentratie er alleen een bepaalde kans op het halen van de 2-gradendoelstelling kan worden bepaald. Aangezien nergens is vastgelegd hoe groot de kans moet zijn om het doel te halen is er nog ruimte voor interpretatie wat het uiteindelijke niveau van broeikasgasconcentraties zou moeten zijn. Ten tweede is tijdens de COP16 afgesproken om te evalueren of een langetermijndoelstelling van 1,5 graden in plaats van 2 graden niet beter is. Ten slotte wijzen verschillende studies er op dat het huidige mondiale emissiepad veel hoger is dan emissiepaden die leiden tot een gemiddelde of hoge kans op het halen van het 2-gradendoel. Ook rekening houdend met huidig en gepland klimaatbeleid lijkt het 2-gradendoel nog ver weg. Als er niet snel door vele partijen actie wordt ondernomen om broeikasgasemissies versneld te reduceren wordt het halen van 2 graden een nog lastigere taak dan het al is. Dit maakt de discussie over het optimale doel van klimaatbeleid weer een stuk relevanter.

Er zijn dus genoeg redenen, naast puur wetenschappelijke, om stil te staan bij de kosten en baten van klimaatbeleid. Met klimaatbeleid wordt hierbij bedoeld zowel beleid gericht op het terugdringen van broeikasgasemissies (mitigatie) als beleid gericht op het aanpassen aan (de te verwachten) klimaatverandering (adaptatie). Dit artikel poogt een inzicht te geven in de samenhang tussen de economische kosten en baten van klimaatbeleid en in de belangrijkste thema's op dit gebied.

In dit artikel wordt niet gepoogd om een kosten-batenanalyse voor klimaatbeleid uit te voeren. In plaats van te kijken naar de kosten en baten van specifieke beleidsmaatregelen, gaat dit artikel in op de kosten en baten van mitigatie en adaptatie op mondiaal niveau. Dus de vraag hoe en welk klimaatbeleid zou moeten worden uitgevoerd komt niet aan bod. Wel biedt het artikel inzicht in de aspecten die bepalen hoe sterk we klimaatbeleid zouden moeten implementeren vanuit mondiaal perspectief met als uitgangspunt kosten en baten.

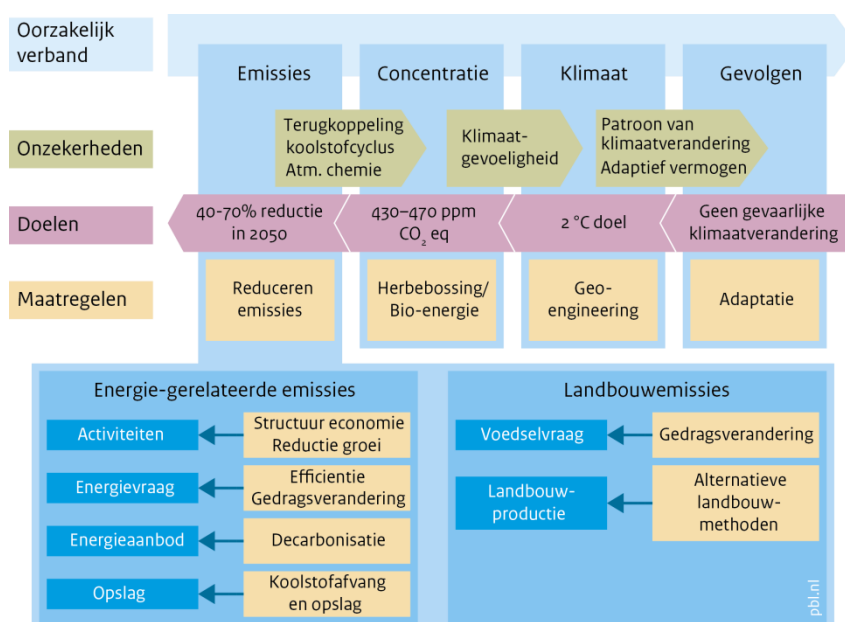
Dit artikel is als volgt opgebouwd. Sectie 2 beschrijft de samenhang tussen mitigatie en adaptatie en geeft derhalve de context voor de rest van het artikel. Sectie 3 gaat in op de kosten en baten van mitigatie en sectie 4 op de kosten en baten van adaptatie. Sectie 5 geeft een synthese van de resultaten en concludeert.

2 Samenhang tussen mitigatie en adaptatie

Voor een goed begrip van de kosten en baten van klimaatbeleid is het nodig om de samenhang tussen mitigatie en adaptatie te begrijpen. Figuur 1 geeft hierin een goed inzicht door de oorzakelijk verbanden van het klimaatprobleem weer te geven. Broeikasgasemissies leiden tot een verhoogde concentratie van broeikasgassen in de atmosfeer, wat leidt tot klimaatverandering, wat gevolgen heeft voor mens en natuur. De concentratie van broeikasgassen in de atmosfeer worden in het algemeen benoemd in CO₂-equivalenten (CO₂eq), een maat waarbij niet-CO₂-broeikasgassen in de atmosfeer uitgedrukt worden in hun CO₂-equivalent op basis van hun relatieve effect op de forcering ten opzichte van CO₂.

Bij iedere stap kan klimaatbeleid een rol spelen: emissies kunnen worden verminderd door mitigatiemaatregelen zoals het vergroten van het aandeel hernieuwbare energie, de broeikasgasconcentratie kan direct worden beïnvloed door toepassing van bio-energie of herbebossing (wat in dit artikel ook gezien wordt als een vorm van mitigatie), de relatie tussen broeikasgasconcentraties en klimaatverandering kan worden beïnvloed door geo-engineering, en ten slotte kunnen de gevolgen van een gegeven verandering in klimaat worden verzacht door adaptatiemaatregelen, zoals dijkverhoging of aanpassingen aan infrastructuur. Het huidige artikel gaat niet in op geo-engineering; voor een overzicht van de opties en risico's van geo-engineering zie Clarke et al. (2014), paragraaf 6.9.

Figuur 1. Oorzakelijke verbanden van klimaatverandering en doelen en maatregelen voor klimaatverandering. Gebaseerd op Van Vuuren et al. (2014).



3 De kosten en baten van mitigatie

Mitigatiekosten zijn de kosten die worden gemaakt om broeikasgasemissies te reduceren; bijvoorbeeld de extra kosten van hernieuwbare energie ten opzichte van fossiele brandstoffen. De baten van mitigatie bestaan uit verminderde schade als gevolg van minder opwarming door mitigatiemaatregelen. Daarnaast kunnen nog positieve neveneffecten optreden, zoals betere luchtkwaliteit en energievoorzieningszekerheid. Deze paragraaf gaat eerst afzonderlijk op de kosten en baten in, op basis van bestaande inschattingen uit de literatuur. Hierna worden de kosten en baten met elkaar vergeleken.

3.1 De kosten van mitigatie

Mondiale analyses over de kosten van mitigatie zijn gebaseerd op Integrated Assessment Modellen (IAMs). Deze modellen beschrijven de oorzakelijke verbanden van het klimaatprobleem, zoals weergegeven in Figuur 1. In het algemeen zijn IAMs onder te verdelen in modellen die de directe mitigatiekosten berekenen gebaseerd op gedetailleerde beschrijvingen van het energiesysteem en landgebruik (maar zonder beschrijving van de rest van de economie) en modellen die welvaartsverliezen inschatten door de economie als geheel te modelleren met de interacties die tussen sectoren plaatsvinden (maar met een minder gedetailleerde weergave van het energiesysteem).

In het IPCC WGIII rapport (Clarke et al. 2014) zijn de resultaten van verschillende modelvergelijkingsstudies over de kosten van mitigatie samengevat. Het IPCC concludeert dat de geaggregeerde economische kosten van mitigatie sterk afhankelijk zijn van het type model en de specificatie van scenario's, inclusief technologie-aannames en timing van mitigatie. De inschattingen voor de directe mitigatiekosten voor het stabiliseren van de concentratie van broeikasgassen in de atmosfeer op 430-480 ppm CO₂eq, overeenkomend met een meer dan gemiddelde kans (>66%) op het halen van het 2-gradendoel, zijn minder dan 1% van het mondiale inkomen tot 2030, maar daarna oplopen tot ca. 2% aan het eind van de eeuw, met een grote onzekerheidsmarge van 0,8% tot 4% (25-75 percentiel range). De directe mitigatiekosten voor het halen van een minder ambitieus doel zijn een stuk lager: stabilisatie van de broeikasgasconcentratie op 530-580 ppm CO₂eq, overeenkomend met een minder dan waarschijnlijke kans op het halen van 2 graden maar een meer dan gemiddelde kans op het halen van 2,5 graden, zijn ongeveer de helft van bovengenoemde kosten (Clarke et al. 2014; tabel 6.21).

De consumptieverliezen, zoals ingeschat door de economische modellen, worden hoger ingeschat: de centrale 70% van de projecties lopen uiteen van 1% tot 4% in 2030, 2% tot 6% in 2050, en 3% tot 11% in 2100. Dit komt overeen met een vermindering van de jaarlijkse groei van de mondiale consumptie van 0,04% tot 0,14% gedurende de eeuw.

Bovenstaande getallen moeten met voorzichtigheid worden geïnterpreteerd. Ten eerste zijn de kosten berekend onder de aanname van optimaal mitigatiebeleid (alle landen en sectoren doen met onmiddellijke ingang mee, geen beperkingen ten aanzien van de technologiemix). Met beperkte of vertraagde deelname van landen of beperkte inzet van bepaalde mitigatietechnologieën zullen de kosten hoger uitvallen. Zo laten Kriegler et al. (2014) zien dat als koolstofafvang- en opslag als mitigatiemaatregel wordt uitgesloten de kosten 1,5 tot 3,5 keer hoger kunnen uitvallen, of dat het 2-gradendoel zelfs niet meer kan worden gehaald. Ten tweede zijn er ook modellen waarin het mitigatiepotentieel te beperkt is om het 2-gradendoel te halen. Deze rapporteren dus ook geen kosten, wat kan resulteren in een te lage inschatting van de gemiddelde kosten (Tavoni en Tol 2010). Hiertegenover staat dat bovengenoemde kosteninschattingen geen rekening houden met de co-benefits van klimaatbeleid, zoals verbeterde luchtkwaliteit en energievoorzieningszekerheid. Deze co-benefits kunnen aanzienlijk zijn: voor

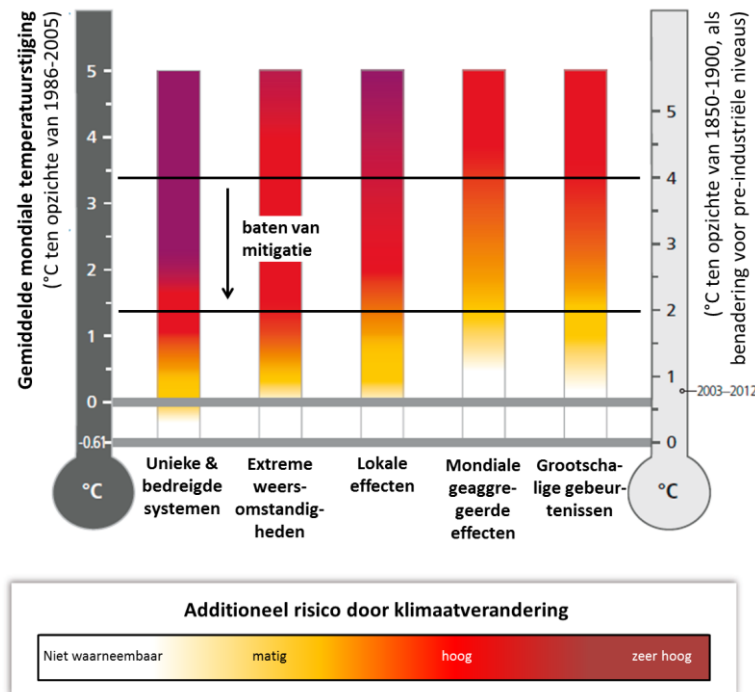
ambitieuze mitigatiepaden kunnen de co-benefits oplopen tot 40% van de mitigatiekosten (GEA 2012; McCollum et al. 2013). Ook houden de modellen die mitigatiekosten berekenen geen rekening met gedragsveranderingen, zoals veranderingen in dieet, wat de mitigatiekosten ook aanzienlijk kan verminderen (Stehfest et al. 2009).

3.2 De baten van mitigatie

Nog meer dan bij de kosten van mitigatie speelt bij de baten van mitigatie (dus de vermeden schade) onzekerheid een cruciale rol. Zoals aangegeven in Figuur 1 zijn er tussen de oorzakelijke verbanden van het klimaatprobleem belangrijke onzekerheden, met name in het klimaatsysteem. Dit systeem is dermate complex dat de precieze invloed van broeikasgasemissies op het klimaat niet met zekerheid is vast te stellen, zeker niet op regionaal niveau wat van belang is om de gevolgen van klimaatverandering goed in te schatten. En zelfs als we met zekerheid zouden weten hoe het klimaat verandert, is het heel moeilijk in te schatten wat het effect is van een bepaalde verandering van het klimaat, helemaal uitgedrukt in monetaire eenheden of inkomensverlies. Daarom wordt in het IPCC-rapport de impact van klimaatverandering ook uitgedrukt in risico's. Figuur 2 illustreert de baten in termen van verminderd risico van het halen van het 2-gradendoel ten opzichte van een scenario zonder klimaatbeleid waarin klimaatverandering ongeveer 4 graden is aan het eind van de eeuw.

Om Figuur 2 te vertalen naar schade uitgedrukt in monetaire eenheden wordt ofwel gebruik gemaakt van de enumeratieve methode (schade-inschatting op basis van de te verwachten fysieke gevolgen van klimaatverandering) ofwel van statistische relaties tussen klimaatverandering en welvaart op basis van empirische data (Tol 2009). Het aantal studies met mondiale inschattingen van de schade van klimaatverandering, die nodig zijn om de baten van mitigatie te bepalen, is beperkt ten opzichte van het aantal studies dat de kosten van mitigatie in kaart probeert te brengen. In Tol (2014) worden deze studies samengevat. Van de 21 studies is er maar eentje die een inschatting maakt van de schade van meer dan 3 graden temperatuurstijging. De overgrote meerderheid (17 van de 21) van de studies betreffen inschattingen van de schade van 2,5 of 3 graden, waarbij de inschattingen uiteenlopen van bijna geen schade tot meer dan 10% welvaartsverlies. Dit betreffen mondiale inschattingen; de schade van individuele landen kan hoger of lager uitvallen. Over het algemeen is de inschatting dat de schade in ontwikkelingslanden (veel) hoger is dan in ontwikkelde landen.

Figuur 2 De baten van mitigatie geïllustreerd aan de hand van de risico's van klimaatverandering. Gebaseerd op Figuur van IPCC (2014)



Aangezien er geen of nauwelijks studies beschikbaar zijn voor temperatuurstijgingen van minder dan 2,5 of meer dan 3 graden, kan hier alleen een grove inschatting voor worden gemaakt door extrapolatie of door expert judgement over het risico op bepaalde tipping points, zoals het smelten van het West-Antarctische ijskap, de ontsnapping van methaan door ontdooien van permafrost, of verstoring van de warme golfstroom. Op basis van de 21 bestaande studies komt Tol (2014) tot een waarschijnlijkheidsrange van de inschatting van de economische schade van 4 graden temperatuurstijging welke varieert van 1,5% tot 12% van het mondiaal inkomen. Om 4 graden in perspectief te zien: scenario's zonder klimaatbeleid met relatief hoge emissies gedurende de eeuw laten aan het einde van de eeuw een gemiddelde temperatuurstijging van 3,2 tot 5,4 graden zien (IPCC 2013; Tabel SPM.2). Deze inschattingen houden er rekening mee dat er in ieder geval enige adaptatie aan klimaatverandering plaatsvindt.

Bovenstaande inschattingen maken duidelijk dat er nog veel onbekend is over de schade van klimaatverandering (Pindyck 2013). Niet voor niets concludeert het IPCC dat de onzekerheden over de toekomstige kwetsbaarheid van menselijke en natuurlijke systemen groot zijn. Hoewel de absolute baten dus erg onzeker zijn, lijken de baten in relatieve termen (het aandeel van de schade die wordt voorkomen) redelijk robuust. Arnell et al. (2013) laten zien dat onder verschillende aannames een 2-gradenscenario 20% tot 65% van de schade in 2100 vermijdt ten

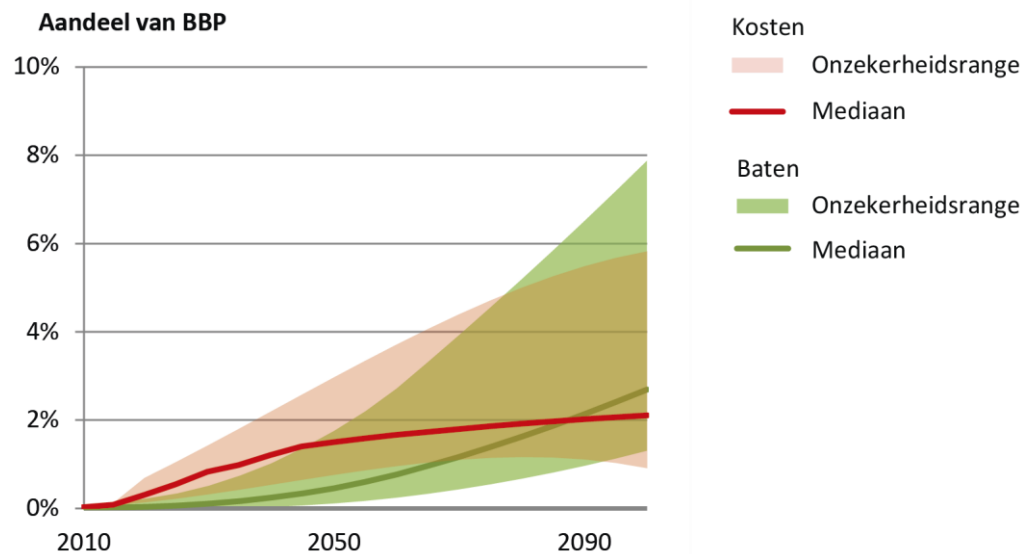
opzichte van een scenario met een temperatuurstijging van 4 graden aan het eind van de eeuw.

Naast de bovengenoemde directe baten van mitigatie als gevolg van vermeden schade door minder opwarming hebben veel mitigatiemaatregelen positieve neveneffecten. Deze bestaan voornamelijk uit verbetering van luchtkwaliteit en energievoorzieningszekerheid vanwege lagere invoer van fossiele brandstoffen. Het is niet eenvoudig om deze positieve neveneffecten in geld uit te drukken, maar voorzichtige inschattingen (McCollum et al. 2013; Riahi et al. 2012) zijn dat dergelijke positieve neveneffecten ongeveer 40% van de mitigatiekosten bedragen. Hiertegenover staat wel dat veel mitigatiemaatregelen negatieve neveneffecten met zich meebrengen, zoals landschapsvervuiling door windmolens en mogelijk biodiversiteitsverlies door het telen van biomassa.

3.3 Synthese van de kosten en baten van mitigatie en de rol van discontering

Figuur 3 vat de kosten en baten van een 2-gradenscenario over de tijd samen op basis van de hierboven gegeven inschattingen. De kosten en baten zijn weergegeven ten opzichte van een referentiescenario zonder klimaatbeleid waarin de mondiale temperatuurstijging 3,5 graden in 2100 en 5,4 graden in 2200 is. Dit figuur laat duidelijk het belang van timing en onzekerheid zien. Ten aanzien van timing is duidelijk dat de baten van mitigatie pas na enige decennia, ongeveer vanaf 2040, zichtbaar zijn. Dit komt door de traagheid van het klimaatsysteem: huidige emissiereductie heeft pas over een decennia of drie duidelijk effect op de temperatuur. Derhalve zijn aan het begin van de eeuw de kosten van mitigatie hoger dan de baten. Op de lange termijn zien we het omgekeerde: de baten van mitigatie overstijgen de kosten ervan met een factor die varieert van 2 tot 40 in 2200.

Het inzicht dat de kosten en baten van mitigatie in verschillende periodes plaatsvinden toont het belang van discontering. Discontering wordt gebruikt om de toekomstige baten van klimaatbeleid te vergelijken met de kosten die op korte termijn worden gemaakt. Waardes die voor de discontovoet worden gehanteerd voor het evalueren van klimaatmitigatie variëren van circa 1% (Stern 2007) tot circa 6% (Dasgupta 2008; Nordhaus 2008; Weitzman 2012). De contante waarde van 100 euro over 30 jaar is 74 euro met een discontovoet van 1% en 17 euro met een discontovoet van 6%. Over 100 jaar zijn de contante waarden respectievelijk 37 euro en 3 eurocent. Dus bij lage waardes van de discontovoet tellen toekomstige baten zwaarder mee. Dit maakt duidelijk dat de discontovoet een cruciale rol speelt bij de bepaling van de contante waarde van de baten van mitigatie, waarvan de grootste baten ver (tientallen tot meer dan honderd jaar) in de toekomst liggen.

Figuur 3 De mitigatiekosten en -baten van een 2-graden scenario¹

Vrijwel alle studies over kosten en baten van mitigatie maken gebruik van de maatschappelijke tijdsvoorkeursvoet om de discontovoet te bepalen (Arrow et al. 2013; Hope 2011; Nordhaus 2008; Tol 2009). Dit is de waarde die de maatschappij hecht aan huidige consumptie ten opzichte van toekomstige consumptie (Guo et al. 2006). De maatschappelijke tijdsvoorkeursvoet (d) is een functie van de pure tijdsvoorkeur (ρ) plus de negatieve inkomenselasticiteit van het marginaal nut (μ) maal de groeivoet van per capita consumptie (g):

$$(1) d = \rho + \mu g$$

De eerste term ρ reflecteert de discontovoet die wordt toegepast als de welvaart van toekomstige generaties gelijk zou zijn aan die van de huidige generatie. Er bestaat veel discussie over de waarde die ρ zou moeten hebben. Stern (2007), Cline (1992) en Weitzman (2012) hanteren een waarde van bijna nul, op basis van het argument dat het ethisch onverdedigbaar is om de huidige generatie als belangrijker te zien als toekomstige generaties. Dit is in overeenstemming met de argumenten die reeds naar voren zijn gebracht door Ramsey (1928), Harrod (1948) en Solow (1974). Andere studies hanteren een hogere waarde voor ρ , op basis van het

¹ Bijgewerkte versie van Figuur 2.1 van Hof et al. (2014). De baten van mitigatie zijn gebaseerd op de gecorrigeerde en bijgewerkte schadefuncties zoals weergegeven in Tabel 2 en Figuur 2 van Tol (2014). De kosten van mitigatie zijn gebaseerd op Figuur 6.21 van Clarke et al. (2014). De onzekerheidsrange van de baten van mitigatie houdt alleen rekening met onzekerheid in schade-inschattingen gegeven een bepaalde verandering van klimaat, niet met onzekerheid in klimaatverandering zelf. In het onderliggende scenario zonder klimaatbeleid is de mondiale temperatuurstijging 4,6 graden in 2100 ten opzichte van het pre-industriële niveau.

argument dat een lage ρ , indien gecombineerd met een lage μ , niet in overeenstemming is met de rentevoeten die we in de praktijk zien (Nordhaus, 2008).

De tweede term μg is de welvaartscomponent en reflecteert de aanname dat een extra euro meer waard is voor een arm dan voor een rijk persoon. De geschatte waardes voor μ lopen uiteen van -1% tot -4% (Dasgupta, 2008; Hall, 1988; Weitzman, 2012). Hoge waardes duiden op een hoge risico-aversie (want de negatieve waardering van een euro verlies is dan veel hoger dan de positieve waardering van een euro winst), alsmede een groter maatschappelijke aversie tegen inkomensongelijkheid. De inkomenselasticiteit heeft niet alleen effect op de waardering van schade tussen generaties, maar ook binnen generaties: een hogere waarde van de inkomenselasticiteit betekent dat de schade in arme landen hoger wordt gewaardeerd dan de schade in rijke landen.

Overigens kunnen verschillende meningen over de waarde van ρ en μ leiden tot vrijwel dezelfde discontovoeten. Zo hanteert Nordhaus (2008) de waardes $\rho \approx 1.5\%$, $\mu = 2$, $g \approx 2\%$ wat leidt tot een discontovoet van $\approx 5.5\%$, terwijl Weitzman (2012) de waardes $\rho \approx 0$, $\mu = 3$, $g \approx 2\%$ hanteert wat leidt tot een discontovoet van $\approx 6\%$. Indien voor zowel de inkomenselasticiteit van het marginaal nut als de pure tijdsvoorkeur relatief lage of hoge waardes worden gekozen zal de discontovoet afwijken van wat als “normale” waardes kan worden beschouwd. Zo hanteert Stern (2007) $\rho = 0.1$, $\mu = 1$, $g = 1.3\%$, wat leidt tot een relatief lage discontovoet van 1.4%.

Aangezien de discontovoet mede afhankelijk is van de groei van consumptie, welke weer beïnvloed kan worden door schade ten gevolge van klimaatverandering, is onzekerheid in de schadeprojecties sterk verweven met de discussie over de discontovoet. Immers, indien de werkelijke schade van klimaatverandering in de buurt ligt van de hoogste inschattingen zal dit de consumptie dusdanig beïnvloeden dat de discontovoet over tijd daalt en zelfs negatief kan worden (Arrow et al. 2013; Arrow et al. 2014). Dit betekent dat indien rekening gehouden wordt met potentieel hoge schade van klimaatverandering de netto contante waarde van mitigatie al snel positief is, door enerzijds de hoge schade zelf en anderzijds de lagere discontovoet die dit met zich meebrengt.

4 De kosten en baten van adaptatie

Adaptatiekosten zijn de kosten voor het aanpassen aan (toekomstige) klimaatverandering bijvoorbeeld via de constructie van klimaatbestendige gebouwen of het ophogen van dijken. Bij de baten van adaptatie gaat het om verminderde schade doordat de omgeving is aangepast aan klimaatverandering. Vergeleken met de kosten en baten van mitigatie is er veel minder bekend over de kosten en baten van adaptatie, zeker op mondiaal niveau. Een belangrijke reden is dat adaptatie veel diverser is en meer afhangt van lokale omstandigheden dan mitigatie: voor de baten van mitigatie maakt het niet uit waar emissies worden

gereduceerd, maar voor adaptatie is dit vanzelfsprekend wel belangrijk. Ook wordt er niet altijd dezelfde definitie van adaptatie gebruikt: sommige studies beschouwen adaptatiemaatregelen als de additionele maatregelen die nodig zijn om de effecten van klimaatverandering te beperken, terwijl andere studies alle maatregelen die tot doel hebben om de kwetsbaarheid door klimaatvariabiliteit te verminderen als adaptatie kenmerken (Dupuis en Biesbroek, 2013).

Twee studies die op mondiaal niveau een inschatting hebben gemaakt van de adaptatiekosten komen uit op 50 tot 170 miljard dollar in 2030 (UNFCCC, 2007) en een jaarlijks gemiddelde van 70 tot 100 miljard dollar tussen nu en 2050 (World Bank, 2010), afhankelijk van de mate van klimaatverandering. De laatste studie heeft een meer gedetailleerde omschrijving van aanpassingen aan infrastructuur, wat heeft geleid tot een kleinere onzekerheidsmarge. Naast deze studies zijn er nog enkele studies die de totale adaptatiekosten in ontwikkelingslanden hebben ingeschat. Deze komen tot jaarlijkse adaptatiekosten variërend van 9-41 miljard dollar (World Bank 2006), 50 miljard dollar of hoger (Oxfam 2007), tot 86 miljard dollar (UNDP 2007).

Al met al lijkt de voorzichtige conclusie dat de kosten van adaptatie wereldwijd om en nabij de 100 miljard dollar per jaar liggen. Dit is ongeveer 0,13% van het huidige mondiale inkomen en dus een fractie van kosten van mitigatie. Gezien het geringe aantal studies over de kosten van adaptatie is de onzekerheid echter groot en er zijn studies die beargumenteren dat de werkelijke kosten wel een factor 2 of 3 hoger zijn (Parry et al., 2009). Sectorale studies laten ook zien dat adaptatiekosten hoger kunnen uitvallen dan bovenstaande studies suggereren. Markandya en Chiabai (2009), bijvoorbeeld, komen op basis van empirische data uit op 3,3 tot 10,7 miljard dollar aan jaarlijkse adaptatiekosten in de gezondheidssector – vergeleken met 2 miljard dollar van de studie van de World Bank (2010).

Over de baten van adaptatie op mondiaal niveau is nauwelijks literatuur beschikbaar. Waarschijnlijk komt dit doordat adaptatiemaatregelen lokaal en zeer divers zijn. De studies over de kosten van adaptatie doen geen uitspraken over de baten ervan, maar veronderstellen dat bepaalde gevolgen van klimaatverandering vermeden zouden moeten worden. De paar studies die wel iets zeggen over de mondiale baten van adaptatie schatten in dat de baten grofweg vier keer zo hoog zijn als de kosten, onder de aanname van optimaal adaptatiebeleid (de Bruin et al. 2009; Hof et al. 2009).

5 Synthese en conclusies

De interactie tussen de kosten en baten van mitigatie en adaptatie is schematisch weergegeven in Figuur 4. De figuur laat voor verschillende mitigatiescenario's de restschade zien (schade die overblijft na adaptatie en mitigatie), alsmede de mitigatiekosten, adaptatiekosten en de extra schade als er geen adaptatie plaatsvindt. Gezien de grote onzekerheden gaat het hierbij niet om exacte getallen (zowel voor de kosten als baten van adaptatie en mitigatie zijn de getallen in Figuur

4 dichtbij de onderkant van de onzekerheidsrange), maar om de relatieve verhoudingen tussen de kosten en baten van mitigatie en adaptatie in de verschillende scenario's. De baten van mitigatie kunnen worden afgeleid door te kijken naar het verschil in restschade tussen de scenario's, en de baten van adaptatie door te kijken naar de extra schade die plaatsvindt zonder adaptatie.

De figuur laat duidelijk zien dat vanwege de traagheid in het klimaatsysteem de restschade in alle scenario's tot ongeveer 2040 hetzelfde is. Op de lange termijn zijn er wel grote verschillen in restschade tussen bijvoorbeeld het tweegradenscenario en het scenario met 5,5 graad temperatuurstijging. Aan het eind van de eeuw is bij alle scenario's, inclusief het 2-gradenscenario, de restschade groter dan de som van mitigatie- en adaptatiekosten. De mondiale adaptatiekosten zijn in het tweegradenscenario ongeveer vijf keer zo hoog als in het scenario zonder mitigatie aan het eind van de eeuw. Het belang van adaptatie is ook veel groter in een scenario zonder mitigatie: indien optimaal adaptatiebeleid faalt zal de extra schade veel hoger zijn in een scenario zonder mitigatie. Dit betekent dat op mondiaal niveau mitigatie kan worden gezien als een strategie om risico's te verkleinen: mitigatie verlaagt zowel het risico op onzekere, maar potentieel hoge, klimaatschade als op het falen van optimaal adaptatiebeleid.

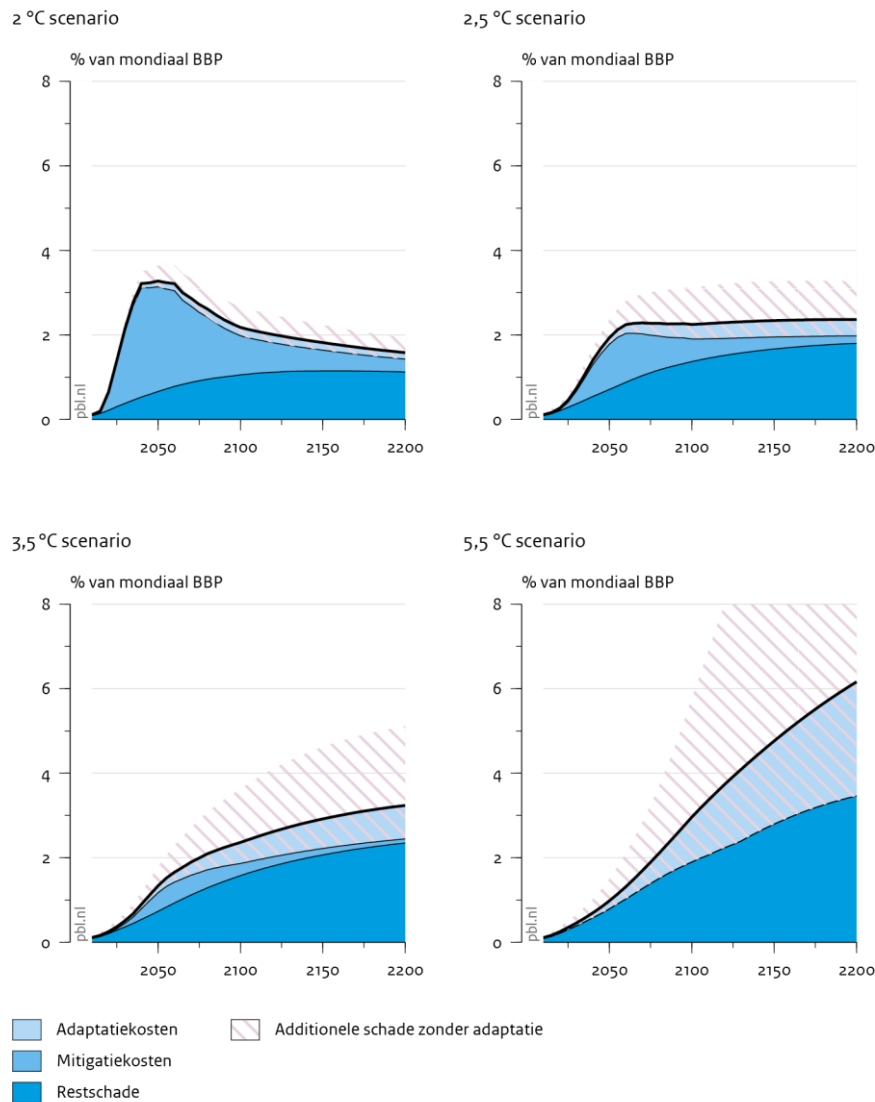
Een van de belangrijkste conclusies is dat timing en onzekerheid een cruciale rol spelen bij inschattingen van de kosten en baten van mitigatie. De baten van mitigatie vinden niet alleen pas decennia na de kosten ervan plaats, maar de baten zijn ook veel onzekerder dan de kosten. Met andere woorden, de schade van klimaatverandering is onzekerder dan de kosten van mitigatie. De schade is ook ongelijk verdeeld: in de armste landen is de schade het hoogst, terwijl de rijkere landen historisch het meest verantwoordelijk voor klimaatverandering zijn. Op de lange termijn worden de baten van mitigatie hoger ingeschat dan de kosten. In de tweede helft van de eeuw stijgen naar verwachting zowel de klimaatschade als de adaptatiekosten sterk als er geen mitigatie plaatsvindt.

Er zijn nog weinig studies over de kosten en baten van adaptatie. Dit ligt deels aan het hanteren van verschillende definities van de term adaptatie. Wel concluderen verschillende studies dat adaptatie maar tot op zekere hoogte de schade kan voorkomen. Dit betekent dat een deel van de schade alleen met mitigatie kan worden voorkomen, hoewel ook hier geldt dat een bepaalde mate van klimaatverandering – en daarmee klimaatschade – onvermijdelijk is.

Gezien de grote onzekerheden kunnen er geen eenduidige conclusies worden getrokken over de optimale mix van adaptatie en mitigatie. Indien een groot belang wordt gehecht aan de welvaart van toekomstige generaties of aan het vermijden van risico's ligt ambitieus mitigatiebeleid voor de hand. In een dergelijk scenario zal er echter nog steeds aandacht aan adaptatie moeten worden gegeven, omdat een deel van de gevolgen van klimaatverandering niet meer met mitigatie kan worden vermeden. Indien gekozen wordt voor een minder ambitieus mitigatiebeleid is adaptatie cruciaal om de ergste gevolgen van klimaatverandering te verzachten. Het adaptief vermogen lijkt echter beperkt, zodat in een dergelijk scenario rekening

gehouden moet worden met flinke restschade van klimaatverandering, vooral in armere landen – wat ook zijn neerslag kan hebben op de rest van de wereld.

Figuur 4 Schematische weergave van de interactie tussen de kosten en baten van mitigatie en adaptatie over tijd²



² Restschade is gedefinieerd als de schade van klimaatverandering na adaptatie en mitigatie. Het 5,5-gradensscenario is een scenario zonder mitigatie. Onzekerheid is niet weergegeven; de getoonde kosten en baten zijn schattingen die dichtbij de onderkant van de onzekerheidsrange liggen. Bron: Hof et al. (2009)

Auteur

Andries Hof (andries.hof@pbl.nl) is als wetenschappelijk medewerker werkzaam bij de sector Klimaat, Lucht en Energie van het PBL (Planbureau voor de Leefomgeving)

Literatuur

- Arnell, N.W., J.A. Lowe, S. Brown, S.N. Gosling, P. Gottschalk, J. Hinkel, B. Lloyd-Hughes, R.J. Nicholls, T.J. Osborn, T.M. Osborne, G.A. Rose, P. Smith en R.F. Warren, 2013, A global assessment of the effects of climate policy on the impacts of climate change. *Nature Climatic Change*, vol. 3(5): 512-519.
- Arrow, K., M. Cropper, C. Gollier, B. Groom, G. Heal, R. Newell, W. Nordhaus, R. Pindyck, W. Pizer, P. Portney, T. Sterner, R.S.J. Tol en M. Weitzman, 2013, Determining benefits and costs for future generations. *Science*, vol. 341(6144): 349-350.
- Arrow, K.J., M.L. Cropper, C. Gollier, B. Groom, G.M. Heal, R.G. Newell, W.D. Nordhaus, R.S. Pindyck, W.A. Pizer, P.R. Portney, T. Sterner, R.S.J. Tol en M.L. Weitzman, 2014, Should governments use a declining discount rate in project analysis? *Review of Environmental Economics and Policy*, vol. 8(2): 145-163.
- Clarke, L., K. Jiang, K. Akimoto, M. Babiker, G. Blanford, K. Fisher-Vanden, J.-C. Hourcade, V. Krey, E. Kriegler, A. Löschel, D. McCollum, S. Paltsev, S. Rose, P.R. Shukla, M. Tavoni, B.C.C.v.d. Zwaan en D.P.v. Vuuren, 2014, Assessing Transformation Pathways, In: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., Adler, A., Baum, I., Brunner, S., Eickemeier, P., Kriemann, B., Savolainen, J., Schlömer, S., Stechow, C.v., Zwickel, T. en Minx, J.C., eds., *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Cline, W.R., 1992, The economics of global warming. Institute for International Economics.
- Dasgupta, P., 2008, Discounting climate change. *Journal of Risk and Uncertainty*, vol. 37(2-3): 141-169.
- de Bruin, K.C., R.B. Dellink en S. Agrawala, 2009, Economic Aspects of Adaptation to Climate Change: Integrated Assessment Modelling of Adaptation Costs and Benefits. OECD Environment Working Papers No. 6. OECD, Paris.
- Dupuis, J. en R. Biesbroek, 2013, Comparing apples and oranges: The dependent variable problem in comparing and evaluating climate change adaptation policies. *Global Environmental Change*, vol. 23(6): 1476-1487.
- GEA, 2012, Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future. Cambridge University Press, Cambridge UK and New York, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.
- Guo, J., C.J. Hepburn, R.S.J. Tol en D. Anthoff, 2006, Discounting and the social cost of carbon: a closer look at uncertainty. *Environ. Sci. Policy*, vol. 9(3): 205-216.

- Hall, R.E., 1988, Intertemporal Substitution in Consumption. *Journal of Political Economy*, vol. 96(2): 339-357.
- Harrod, R.F., 1948, Towards a dynamic economics. Macmillan, London
- Hof, A., P. Boot, D. van Vuuren en J. van Minnen, 2014, Costs and benefits of climate change adaptation and mitigation: An assessment on different regional scales. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague.
- Hof, A.F., K.C. de Bruin, R.B. Dellink, M.G.J. den Elzen en D.P. van Vuuren, 2009, The effect of different mitigation strategies on international financing of adaptation. *Environ. Sci. Policy*, vol. 12(7): 832-843.
- Hope, C., 2011, The Social Cost of CO2 from the PAGE09 Model. *Economics Discussion Papers*, vol. 2011(39).
- IPCC, 2013, Summary for Policymakers, In: Stocker, T.F., Qin, D., Plattner, G.-K., Tignor, M., Allen, S.K., Boschung, J., Nauels, A., Xia, Y., Bex, V. en Midgley, P.M., eds., *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- IPCC, 2014, Summary for policymakers, In: Field, C.B., Barros, V.R., Dokken, D.J., Mach, K.J., Mastrandrea, M.D., Bilir, T.E., Chatterjee, M., Ebi, K.L., Estrada, Y.O., Genova, R.C., Girma, B., Kissel, E.S., Levy, A.N., MacCracken, S., Mastrandrea, P.R. en White, L.L., eds., *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 1-32.
- Kriegler, E., J.P. Weyant, G.J. Blanford, V. Krey, L. Clarke, J. Edmonds, A. Fawcett, G. Luderer, K. Riahi, R. Richels, S.K. Rose, M. Tavoni en D.P. van Vuuren, 2014, The role of technology for achieving climate policy objectives: Overview of the EMF 27 study on global technology and climate policy strategies. *Climatic Change*, vol. 123(3-4): 353-367.
- Markandya, A. en A. Chiabai, 2009, Valuing climate change impacts on human health: Empirical evidence from the literature. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, vol. 6(2): 759-786.
- McCollum, D.L., V. Krey, K. Riahi, P. Kolp, A. Grubler, M. Makowski en N. Nakicenovic, 2013, Climate policies can help resolve energy security and air pollution challenges. *Climatic Change*, vol. 119(2): 479-494.
- Nordhaus, W.D., 2008, A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies. Yale University, New Haven.
- Oxfam, 2007, Adapting to climate change – What's needed in poor countries, and who should pay. Oxfam, Washington.
- Parry, M., N. Arnell, P. Berry, D. Dodman, S. Fankhauser, C. Hope, S. Kovats, R. Nicholls, D. Satterthwaite, R. Tiffin en T. Wheeler, 2009, Assessing the Costs of Adaptation to Climate Change: A Review of the UNFCCC and Other Recent Estimates. International Institute for Environment and Development and the Grantham Institute for Climate Change, Imperial College, London.
- Pindyck, R.S., 2013, Climate change policy: What do the models tell us?, *Journal of Economic Literature*, vol. 51(3): 860-872.
- Ramsey, F.P., 1928, A Mathematical Theory of Saving. *Economic Journal*, vol. 38: 543-559.
- Riahi, K., F. Dentener, D. Gielen, A. Grubler, J. Jewell, Z. Klimont, V. Krey, D. McCollum, S. Pachauri en S. Rao, 2012, Energy pathways for sustainable development, In: Johansson, T., Nakicenovic, N., Patwardhan, A. en Gomez-Echeverri,

- L., eds., *Global energy assessment: Toward a Sustainable future*, Cambridge University Press, Cambridge UK and New York, USA en International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.
- Solow, R.M., 1974, The economics of resources or the resources of economics. *American Economic Review*, vol. 64(2): 1-14.
- Stehfest, E., L. Bouwman, D.P. Van Vuuren, M.G.J. Den Elzen, B. Eickhout en P. Kabat, 2009, Climate benefits of changing diet. *Climatic Change*, vol. 95(1-2): 83-102.
- Stern, N., 2007, *The Economics of Climate Change*, The Stern Review. Cambridge University press, Cambridge, UK.
- Tavoni, M. en R.J. Tol, 2010, Counting only the hits? The risk of underestimating the costs of stringent climate policy. *Climatic Change*, vol. 100(3-4): 769-778.
- Tol, R.S.J., 2009, The Economic Effects of Climate Change. *Journal of Economic Perspectives*, vol. 23(2): 29-51.
- Tol, R.S.J., 2014, Correction and update: The economic effects of climate change. *Journal of Economic Perspectives*, vol. 28(2): 221-226.
- UNDP, 2007, Human Development Report 2007/2008. UNDP, New York.
- UNFCCC, 2007, Investment and Financial Flows to Address Climate Change, Bonn.
- van Vuuren, D., M. den Elzen, A. Hof, M. Roelfsema, P. Lucas, M. van Sluisveld, D. Gernaat, S. Otto, M. van den Berg, M. Harmsen, M. Schaeffer en A. Admiraal, 2014, Long-term climate policy targets and implications for 2030. The Hague, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.
- Weitzman, M.L., 2012, GHG Targets as Insurance Against Catastrophic Climate Damages. *Journal of Public Economic Theory*, vol. 14(2): 221-244.
- World Bank, 2006, Clean energy and development: Towards an investment framework.
- World Bank, 2010, The economics of adaptation to climate change - a synthesis report. The World Bank Group, Washington, D.C.

De toekomst van de elektriciteitsvoorziening bij toename van zon en wind

Paul Koutstaal en Jos Sijm

De toename van het aandeel elektriciteit uit wind en zon heeft de nodige gevolgen voor de werking van de elektriciteitsmarkt. Elektriciteit uit wind en zon is variabel en onzeker. Omdat in een elektriciteitssysteem vraag en aanbod op elk moment in evenwicht moet zijn maakt de toename van wind en zon in de productiemix zoals voorzien in het Energieakkoord het minder eenvoudig om het evenwicht in het systeem te handhaven. Bovendien zal er back-up capaciteit nodig zijn voor de momenten dat er weinig zon en wind is. Tot slot zullen de kosten van de elektriciteitsvoorziening toenemen, omdat het netwerk moet worden uitgebreid. De elektriciteitsprijzen daarentegen zullen in de uren met veel elektriciteit uit wind en zon dalen omdat de marginale kosten van elektriciteitsproductie uit wind en zon nagenoeg nul zijn.

1 Introductie

De elektriciteitsmarkt is de laatste jaren sterk in beweging. Waar in 2007 nog groothandelsprijzen op de APX-spotmarkt werden genoteerd van gemiddeld 77 €/MWh, zijn de prijzen momenteel rond de 45 €/MWh. Een sterke daling die verschillende oorzaken heeft. De financiële en economische crisis is er daar een van. De vraag naar elektriciteit is na de crisis ingezakt, met als gevolg lagere prijzen. Daarnaast zijn ook de prijzen van kolen en gas gedaald, de belangrijkste brandstoffen voor de opwekking van elektriciteit in conventionele centrales. En met de prijsdaling van kolen en gas dalen ook de kosten van elektriciteit uit gas- en kolen-centrales. Tot slot is het aandeel hernieuwbare energie in de elektriciteitsopwekking, stroom geproduceerd door windturbines en zonnepanelen, sterk gestegen, met name in Duitsland. En de prijzen in Duitsland hebben weer invloed op de stroomprijs in Nederland.

De toename van de elektriciteitsopwekking uit zonne- en windenergie is, samen met de crisis, een van de oorzaken voor de overcapaciteit die we in de elektriciteitsmarkt zien in Nederland. Een overcapaciteit die ertoe heeft geleid dat nieuwe gascentrales in de mottenballen worden gezet nog voordat ze een kWh elektriciteit voor de markt hebben geproduceerd. Of tot centrales waar de turbines uit worden gehaald om te verkopen naar andere landen nog voor ze zijn afgebouwd. Dit is weliswaar niet alleen de schuld van de toename van het aandeel zon en wind,

maarhet heeft er wel aan bijgedragen. En in de toekomst neemt het aandeel hernieuwbaar nog verder toe, zoals is afgesproken in het SER Energieakkoord.

De vraag is wat dit betekent voor de elektriciteitsmarkt. Wat zijn de gevolgen voor conventionele centrales, wat gaat de elektriciteitsprijs doen? Kan de markt ook bij hoge aandelen stroom uit wind en zon nog steeds zorgen voor een betrouwbare en betaalbare elektriciteitsvoorziening? Op deze vragen gaan we in dit artikel in. In de volgende sectie schetsen we kort de karakteristieken van de elektriciteitsmarkt, die in een aantal opzichten afwijkt van andere markten. Vervolgens behandelen we in sectie 3 de verwachte veranderingen in de brandstofmix van de elektriciteitsproductie in Nederland gedurende de periode 2012-2030. Daarna beschrijven we in sectie 4 de kenmerken van elektriciteitsproductie uit zon en wind en wat dit betekent voor de werking van het elektriciteitssysteem en van de markt. Daarbij kijken we in het bijzonder naar de effecten van een toename van het aandeel zon en wind op de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van het elektriciteitssysteem. Tot slot bespreken we of de toename van het aandeel hernieuwbaar consequenties heeft voor het marktontwerp en wat de gevolgen zijn voor het stimuleringsbeleid voor hernieuwbare energie.

2 Korte schets van de elektriciteitsmarkt

In een aantal opzichten wijkt de elektriciteitsmarkt af van andere markten. De belangrijkste eigenschap is dat elektriciteit moeilijk is op te slaan. Dit kan slechts in zeer beperkte hoeveelheden zoals batterijen en accu's, maar voor volumes die relevant zijn gegeven de omvang van de totale elektriciteitsmarkt worden de kosten van opslag al snel zeer hoog. De consequentie hiervan is dat vraag en aanbod van elektriciteit op elk moment van de dag in evenwicht moet zijn. Is dit niet het geval, dan is het elektriciteitssysteem uit balans wat tot stroomuitval, black-outs, kan leiden.

Een andere eigenschap is dat er niet of nauwelijks sprake is van enige vraagelasticiteit bij een aanzienlijk deel van de afnemers, zoals huishoudens, die een vaste prijs betalen, ongeacht de kosten van de elektriciteitsproductie. De vraag speelt daarom momenteel nog slechts beperkt een rol in het handhaven van de balans in het elektriciteitssysteem, dit geldt alleen voor enkele grote afnemers. Handhaven van de balans in het elektriciteitssysteem is daarom grotendeels een zaak voor de productie, het aanbod moet zich aanpassen aan de vraag (iets wat zon en wind niet kunnen). De vraag varieert over de dag, met een piek aan het begin van de ochtend en de avond, en daluren 's nachts. Het aanbod moet zich daarom voortdurend aanpassen om aan de vraag te voldoen en het systeem in balans te houden. Prijzen variëren dan ook, met lage prijzen in daluren en piekprijzen op momenten dat de vraag hoog is en duurdere productie-eenheden moeten worden ingezet.

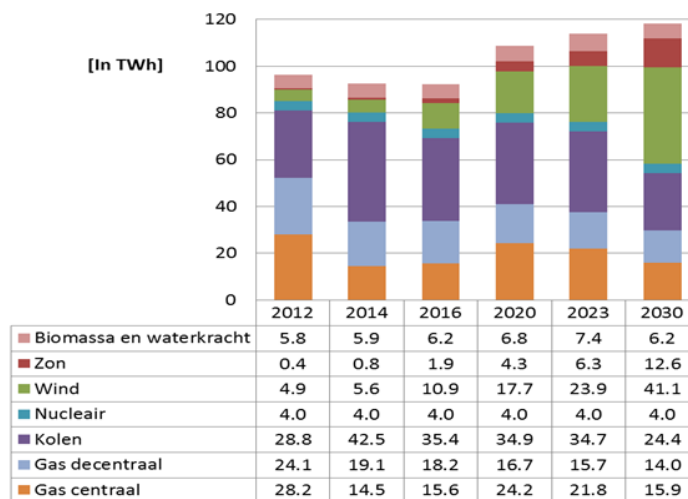
De elektriciteitsmarkt bestaat uit verschillende markten waarop verschillende spelers actief zijn. Producenten, grootverbruikers en retailers verhandelen elektriciteit op de groothandelsmarkt. Deze bestaat uit termijnmarkten, de day-ahead markt

en de intraday markt. Op de day-ahead of spotmarkt wordt elektriciteit verhandeld 24 uur voordat de feitelijke productie en verbruik plaatsvinden. Producenten en afnemers geven vervolgens aan de netwerkbeheerder TenneT door wat ze in de komende 24 uur gaan produceren of afnemen. Dit wordt ook wel het programma genoemd. Vervolgens zijn ze verantwoordelijk voor dit programma. Wijken ze af van dit programma, bijvoorbeeld omdat een centrale uitvalt of, voor de producenten van elektriciteit uit wind en zon, omdat de feitelijke productie afwijkt van de voorspelde, dan kunnen ze op de intraday markt handelen om tekorten of overschotten ten opzichte van hun eerder ingediende programma goed te maken. Tot slot is er nog een markt voor reserve en regelvermogen. Op deze markt is de koper TenneT, die capaciteit inkoopt bij producenten waarmee ze zorgdraagt voor de uiteindelijke balanshandhaving.

3 Ontwikkeling van de brandstofmix van de elektriciteitsopwekking in Nederland, 2012-2030

Voor de periode 2012-2030 presenteert Figuur 1 de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie per energiedrager in absolute zin (i.e. in TWh), terwijl Tabel 1 de ontwikkeling van de brandstofmix als percentage van de totale productie toont.¹ Deze figuur en tabel zijn ontleend aan data voor de Nationale Energieverkenning (NEV) 2014, gebaseerd op verwachtingen van het vaststaande beleidsscenario tot 2030 (ECN et al. 2014).

Figuur 1 Ontwikkeling elektriciteitsproductie per energiedrager, vaststaand beleid, 2012-2030 (in TWh)



Bron: ECN et al. (2014).

¹ Merk op dat naast de binnenlandse productie van elektriciteit een deel van de vraag naar elektriciteit in Nederland wordt voorzien door import van stroom uit omliggende buurlanden.

Tabel 1 Ontwikkeling elektriciteitsproductie per energiedrager, vaststaand beleid, 2012-2030 (in % van het totaal)

	2012	2014	2016	2020	2023	2030
Gas centraal	29,3	15,7	17,0	22,3	19,2	13,4
Gas decentraal	25,1	20,7	19,7	15,4	13,8	11,8
Totaal gas	54,3	36,4	36,7	37,6	33,0	25,3
Kolen	29,9	46,0	38,4	32,1	30,5	20,7
Totaal fossiel	84,2	82,3	75,1	69,7	63,4	45,9
Wind	5,1	6,0	11,8	16,3	21,0	34,7
Zon	0,5	0,9	2,1	4,0	5,5	10,7
Totaal zon en wind	5,6	6,9	13,9	20,3	26,5	45,4
Biomassa en waterkracht	6,0	6,4	6,7	6,3	6,5	5,3
Totaal hernieuwbaar	11,6	13,3	20,6	26,6	33,0	50,7
Nucleair	4,2	4,4	4,4	3,7	3,5	3,4
Totaal alle bronnen	100	100	100	100	100	100

Bron: ECN et al. (2014a).

Tabel 1 laat zien dat het aandeel fossiel (gas, kolen) in de totale elektriciteitsproductie gestaag daalt van 84% in 2012 tot 46% in 2030. Het aandeel van gas (zowel centraal als decentraal) daalt in het bijzonder van 54% in 2012 tot 36% in 2014 en – na een gering herstel tot 2020, met name van gas centraal – vervolgens tot 25% in 2030. Het aandeel kolen daarentegen stijgt aanvankelijk van 30% in 2012 naar 46% in 2014 maar neemt vervolgens gestaag af tot 21% in 2030.

Deze structurele, lange-termijn daling van het aandeel fossiel in de elektriciteitsproductie is het verwachte gevolg van het energie- en klimaatbeleid, in het bijzonder van het stimuleren van de elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare bronnen en, zij het in mindere mate, het reduceren van CO₂-emissies uit fossiele bronnen via het EU ETS. De kortetermijnfluctuaties van de aandelen gas versus kolen in de elektriciteitsopwekking zijn echter veelal het resultaat van variabele, tijdelijke factoren zoals de (recente, relatief lage) prijs van kolen ten opzichte van gas, de (recente, relatief lage) CO₂-prijs in het ETS, de opening van nieuwe kolencentrales in de afgelopen jaren, de afgesproken sluiting van oude kolencentrales in 2016, de recente, relatief lage binnenlandse vraag naar en prijs van elektriciteit als gevolg van de voortdurende economische crisis en de import van goedkope (duurzame) stroom uit Duitsland, e.d.

Tegenover de daling van het aandeel fossiel in de Nederlandse elektriciteitsproductie staat de stijging van het aandeel hernieuwbaar (zon, wind, biomassa en waterkracht). Tabel 1 laat zien dat het aandeel hernieuwbaar naar verwachting zal stijgen van minder dan 12% in 2012 tot meer dan 50% in 2030. Terwijl het aandeel van biomassa en waterkracht nagenoeg gelijk blijft tot 2023 – en vervolgens afneemt tot 2030 – stijgt vooral het aandeel zon van minder dan 1% in 2012 tot 11% in 2030 en dat van wind van 5% naar 35%. Daarmee wordt wind de belangrijkste bron voor het opwekken van elektriciteit in 2030 en bedraagt het totale aandeel van

de variabele hernieuwbare bronnen (zon en wind) in de elektriciteitsproductie in 2030 ruim 45% (tegenover minder dan 6% in 2012 en circa 27% in 2023).

4 Implicaties van hernieuwbaar voor het elektriciteitssysteem

Elektriciteitsopwekking uit zon en wind heeft een aantal specifieke kenmerken. Als gevolg van deze kenmerken heeft elektriciteitsopwekking uit zon en wind enkele implicaties voor het elektriciteitssysteem als geheel. Hieronder bespreken we allereerst kort de belangrijkste kenmerken van elektriciteitsopwekking uit zon en wind gevolgd door een uiteenzetting van de belangrijkste implicaties, in het bijzonder voor de (i) duurzaamheid, (ii) betrouwbaarheid, en (iii) betaalbaarheid van het systeem alsmede voor de (iv) de prijzen en opbrengsten van elektriciteitsopwekking.

Kenmerken van elektriciteitsopwekking uit zon en wind. De belangrijkste kenmerken van elektriciteitsopwekking uit zon en wind zijn:

- *Duurzaam*: elektriciteit uit zon en wind is duurzaam in de zin dat het afkomstig is uit nagenoeg oneindige, hernieuwbare bronnen en nauwelijks of geen schadelijke milieueffecten kent zoals uitstoot van broeikasgassen en andere schadelijke stoffen;
- *Variabel*: de productie van elektriciteit uit zon en wind varieert afhankelijk van de weersomstandigheden, in het bijzonder van de beschikbaarheid en intensiteit van zon en wind;
- *Onzeker*: door tekortkomingen in weersvoorspellingen is de opwekking van stroom uit zon en wind minder zeker dan die uit andere, conventionele bronnen;
- *Schaal- en locatie-specifiek*: de opwekking van elektriciteit uit zon en wind is veelal gebonden aan een specifieke schaal/locatie – bijvoorbeeld grootschalig, centraal (wind op zee of langs de kust), of kleinschalig, decentraal (zon PV in de gebouwde omgeving) – wat doorgaans specifieke eisen stelt aan het transmissie- en distributienetwerk;
- *Lage, kortetermijnkosten*: is er eenmaal geïnvesteerd, dan kunnen zon- en windinstallaties elektriciteit aanbieden tegen een lage prijs aangezien de kortetermijn marginale kosten nagenoeg gelijk zijn aan nul.

Implicaties voor de duurzaamheid van het systeem. Vanwege het duurzame karakter van elektriciteit uit zon en wind heeft een toenemend aandeel zon en wind in de stroomopwekking positieve effecten op de duurzaamheid van het systeem. Ten opzichte van conventionele bronnen (i.e. kernenergie en fossiele bronnen als kolen en gas) heeft elektriciteit uit zon en wind het voordeel dat het, zoals gezegd, om opwekking gaat uit hernieuwbare, schier oneindige bronnen en geen externe, negatieve milieueffecten heeft in termen van broeikasgasemissies, luchtverontreiniging, nucleair afval, e.d. Ten opzichte van andere, hernieuwbare bronnen – in het bijzonder biomassa – heeft elektriciteit uit zon en wind vergelijkbare voordelen in

termen van zowel de beschikbaarheid van bronnen als van mogelijke schadelijke effecten op natuur en milieu (inclusief effecten op bestaande ecosystemen, biodiversiteit, e.d.). Deze positieve effecten van elektriciteit uit zon en wind op de duurzaamheid van het systeem vormen de uiteindelijke motivatie, rechtvaardiging en drijvende kracht voor het stimuleren van het aandeel zon en wind in de elektriciteitsvoorziening.

Implicaties voor de betrouwbaarheid van het systeem. Implicaties van een toenemend aandeel zon en wind in de elektriciteitsvoorziening voor de betrouwbaarheid van het systeem kunnen worden onderscheiden in drie categorieën:

- Implicaties voor de belasting van het netwerk;
- Implicaties voor de balancering van het systeem;
- Implicaties voor de leveringszekerheid van het systeem.

Deze drie categorieën worden hieronder nader beschouwd.

Implicaties voor de belasting van het netwerk.

Een toename van grootschalige, centrale productie van elektriciteit uit wind – zoals grote windparken op zee of langs de kust – leidt tot een stijgende behoefte aan transmissiecapaciteit, toenemende netwerkverliezen en mogelijk toenemende congestieproblemen. Deze effecten kunnen worden gereduceerd door operationele maatregelen – zoals een reallocatie van de optimale productiemix (‘redispatch’) en het beperken van de elektriciteitsopwekking uit wind of zon (‘aftopping’) – of door investeringen in uitbreiding en versterking van het transmissienetwerk. Deze maatregelen betekenen hogere kosten en – in het geval van aftopping – lagere maatschappelijke baten.

Een toename van kleinschalige, decentrale opwekking van elektriciteit uit zon of wind – zoals een enkele windturbine of zon-PV in de gebouwde omgeving – heeft aanvankelijk, i.e. bij een lage penetratiegraad, enkele positieve netwerkeffecten – zoals een kleinere transmissiebehoefte, minder netwerkverliezen, e.d. – wat resulteert in lagere kosten. Bij een hogere penetratiegraad daarentegen leidt deze vorm van decentrale elektriciteitsopwekking echter tot allerlei capaciteits- en kwaliteitsproblemen in het distributienetwerk, zoals omgekeerde elektriciteitsstromen, te hoge netwerkspanning, lokale congestieproblemen en hogere netwerkverliezen. In dat geval leidt het reduceren van deze problemen tot, per saldo, hogere kosten.

Implicaties voor de balancering van het systeem.

Vergeleken met andere bronnen (conventioneel, biomassa) is elektriciteitsproductie uit zon en wind, zoals gezegd, meer variabel en minder zeker, i.e. minder goed voorspelbaar. Dit betekent dat, na het sluiten van de (day-ahead) spotmarkt, de daadwerkelijke stroomopwekking uit zon en wind hoger of lager kan uitvallen dan verwacht. Bij een toenemend elektriciteitsproductie uit zon en wind stijgt hierdoor de behoefte aan flexibiliteit op de intraday/balanceringsmarkt teneinde op elk mo-

ment van de dag evenwicht te bewerkstelligen tussen vraag en aanbod van elektriciteit. Dit impliceert, onder andere, een stijgende behoefte aan reserve- en regelvermogen dat veelal slechts gedurende bepaalde momenten of uren van de dag werkzaam is en dat relatief snel kan opstarten, opschakelen en afschakelen. Hierdoor stijgen de balanceringskosten van het systeem bij een toenemend aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking.

Implicaties voor de leveringszekerheid van het systeem.

Vanwege het variabele en onzekere karakter van elektriciteitsopwekking uit zon en wind heeft een toename van deze opwekking in beginsel, i.e. zonder nadere maatregelen, een ongunstig effect op de leveringszekerheid van het systeem ('system adequacy'). Dit effect vloeit voort uit een combinatie van twee factoren. Enerzijds voegt een toename van het opgestelde vermogen (capaciteit) zon en wind weinig toe aan het 'zekere' vermogen voor het waarborgen van de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem, in het bijzonder om aan de piekvraag naar elektriciteit te kunnen voldoen gedurende alle tijden en omstandigheden van het jaar (ook als er weinig zon is en de wind niet waait). Er dient dus voldoende andere (conventionele) reservecapaciteit beschikbaar te zijn om het beantwoorden van deze piekvraag te kunnen waarborgen.

Anderzijds heeft een toenemende productie van elektriciteit uit zon en wind enkele negatieve effecten op het verdienmodel ('business case') van conventioneel vermogen:

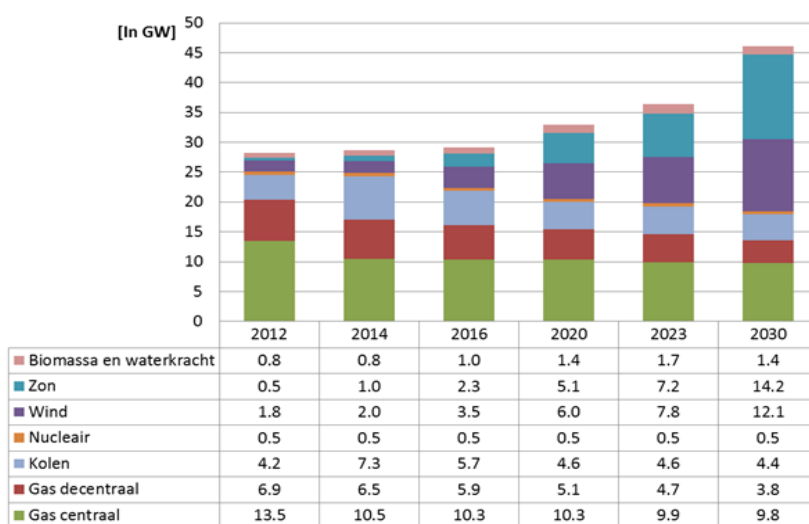
- De bezetting – het aantal draaiuren – van conventioneel vermogen wordt minder waardoor de gemiddelde kosten per MWh hoger worden;
- De opbrengstprijs wordt lager doordat een toename van elektriciteitsproductie uit zon en wind een drukkend effect uitoefent op de elektriciteitsprijs op de groothandelmarkt. Dit is vooral een tijdelijke effect. Op de lange termijn wordt het effect op de opbrengstprijs voor fossiele opwekkingsbronnen met name bepaald door aanpassingen in de beschikbare capaciteit, het marktontwerp en het algehele verdienmodel voor fossiele installaties, inclusief eventuele capaciteitsvergoedingen, e.d.;
- De opbrengstprijs wordt volatieler (fluctueert sterker) door een toename van elektriciteitsproductie uit variabele, onzekere bronnen als zon en wind. Hierdoor wordt de productie uit conventionele bronnen riskanter en dientengevolge minder aantrekkelijk.

Bovengenoemde effecten treffen in eerste instantie vooral pieklast- en middenlasteenheden, zoals gascentrales, maar kunnen bij hogere aandelen zon en wind ook een negatieve invloed uitoefenen op het verdienmodel van basislasteenheden als kolen- of kerncentrales. De consequentie zou kunnen zijn dat er niet voldoende in nieuwe, conventionele capaciteit wordt geïnvesteerd waardoor op termijn de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem wordt gereduceerd. Of, en in welke mate dit zich zal voordoen is moeilijk aan te geven en

hangt ook af van verwachtingen over het functioneren van de elektriciteitsmarkt bij toenemende aandelen hernieuwbaar

Volgens de Nationale Energieverkenning (NEV) 2014 zal het opgesteld elektrisch vermogen van zon en wind in Nederland fors stijgen van 2,4 GW in 2012 tot ruim 26 GW in 2030. Het opgestelde vermogen van elektriciteit uit fossiele bronnen – in het bijzonder van gas centraal en decentraal – neemt echter aanzienlijk af in deze periode, i.e. de capaciteit voor fossiel totaal (gas, kolen) daalt van ongeveer 25 GW in 2012 tot 18 GW in 2030 (Figuur 2). Kortom, terwijl het totaal opgesteld elektrisch vermogen tot 2030 fors toeneemt – in het bijzonder door de stijging van het vermogen zon en wind – neemt de omvang van de ‘zekere’ (conventionele) capaciteit in het vaststaande beleidsscenario van de NEV significant af. Hierdoor wordt, zonder nadere maatregelen, het risico op een verstoring van de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem groter.

Figuur 2 Ontwikkeling opgesteld elektrisch vermogen per energiebron, 2012-2030 (in GW)



Bron: ECN et al. (2014).

Op de korte termijn (2017-2020), i.e. bij een relatief beperkt aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking, is er naar verwachting voldoende regel- en reservevermogen in Nederland om de systeembalans van de elektriciteitsvoorziening veilig te stellen. Voor de middellange en lange termijn (2030-2050) laten diverse studies – voor Nederland en/of andere landen – zien dat ook bij hoge aandelen zon en wind de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening kan worden gewaarborgd (Sijm et al. 2015). Dat wil zeggen, de meeste van deze studies nemen het waarborgen van de elektriciteitsvoorziening als randvoorwaarde of uitgangspunt voor hun analyses en laten vervolgens zien welke maatregelen zijn of (moeten) worden ge-

troffen om aan die randvoorwaarde te voldoen. Naast het introduceren van een mogelijke capaciteitsvergoeding voor (conventioneel) elektrisch opwekkingsvermogen (zie sectie 4) betreffen deze maatregelen met name het realiseren van een scala aan mogelijke flexibiliteitsopties zoals meer flexibel conventioneel vermogen (al dan niet met CCS), meer flexibel hernieuwbaar vermogen (inclusief aftopping van hernieuwbare energieproductie), energieopslag, vraagsturing, uitbreiding en versterking van infrastructurele netwerken, en verbetering van markt- en systeemoperaties. Voor het daadwerkelijk realiseren van deze opties dient echter aan de nodige condities en vereisten te worden voldaan waaronder adequate prijsprikkels en kostenallocaties; geschikte marktordening en tariefregulering; nieuwe verdienmodellen voor flexibel conventioneel vermogen en andere flexibiliteitsopties; en voldoende investeringen in onderzoek en ontwikkeling (energieopslag), interconnecties, transmissie- en distributienetwerken, slimme meters, dataverkeer en ICT management.

Wellicht de belangrijkste conditie voor het realiseren van voldoende flexibiliteit van het elektriciteitssysteem bij een hoog aandeel zon en wind – en daarmee voor het waarborgen van de betrouwbaarheid van het systeem – is het creëren van een open, gelijk speelveld voor alle potentieel beschikbare opties voor een betere flexibiliteit en integratie van het energiesysteem als geheel, inclusief hybride warmtesystemen (gas-elektriciteit), hybride vervoerssystemen (elektriciteit/olie-/biobrandstoffen), en innovatieve energieconversie/opslagsystemen als power-to-gas (P2G), power-to-heat (P2H), power-to-products (P2P), e.d.

Het creëren van een dergelijk speelveld impliceert met name de volgende drie dingen. Ten eerste, het reduceren van allerlei bestaande knelpunten en barrières voor het realiseren van bovengenoemde integratie- en flexibiliteitsopties, zoals een gebrek aan prijsprikkels, tekortkomingen in huidige marktordeningen en verdienmodellen, belemmeringen in wet- en regelgeving, e.d. (zie Sijm et al. 2015, alsmede het artikel van Annelies Huygen in dit nummer). Ten tweede, het scheppen van gelijke kansen (eerlijke concurrentie) voor alle opties, teneinde het vroegtijdig selecteren van winnaars en verliezers – en daarmee van mogelijke ‘lock-in’ situaties – te vermijden. Ten slotte, het definiëren van eventuele maatschappelijke randvoorwaarden voor bepaalde opties – bijvoorbeeld privacy beperkingen met betrekking tot het dataverkeer van slimme meters – teneinde investeerders en andere (markt)partijen duidelijkheid te verschaffen over wat wel en niet mag ten aanzien van bepaalde opties voor het verbeteren van de flexibiliteit en integratie van het energiesysteem.

Kortom, de kernvraag is niet zozeer “Wat is het effect van meer zon en wind op de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem”, maar veeleer “Hoe waarborgen we die betrouwbaarheid bij meer zon en wind” en “Wat hebben we daar voor over?”, oftewel “Hoe waarborgen we de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem bij meer zon en wind tegen de laagste maatschappelijke kosten?”. Dat brengt ons bij de implicaties van een toenemend aandeel zon en wind voor de betaalbaarheid van het systeem.

Implicaties voor de betaalbaarheid van het systeem. Een toename van het aandeel zon en wind leidt op korte termijn tot hogere kosten van het elektriciteitssysteem. Dit komt doordat zowel de productie- of opwekkingskosten – i.e. de investeringskosten (CAPEX) en operationele kosten (OPEX) – als de integratie- of inpassingskosten per eenheid product voor elektriciteit uit zon en wind doorgaans aanzienlijk hoger zijn dan uit conventionele bronnen. Dat is dan ook de reden dat elektriciteit uit zon en wind veelal wordt gesubsidieerd teneinde de technisch-economische ontwikkeling en marktinzet van deze bronnen te bevorderen en daarmee de productiekosten van elektriciteit uit zon en wind te reduceren ('leereffecten'). Of en wanneer de opwekkingskosten van elektriciteit uit zon en wind nagenoeg gelijk – of wellicht zelfs lager – zullen worden dan die uit conventionele (fossiele) bronnen hangt echter niet alleen af van (aannames over) het tempo van deze leereffecten maar ook van (aannames over) de ontwikkeling van de productiekosten van elektriciteit uit conventionele bronnen, in het bijzonder van de ontwikkeling van de toekomstige prijzen voor kolen en gas alsmede van de CO₂-prijs in het ETS (en de mate waarin eventueel andere externe effecten van elektriciteitsopwekking in de kostprijs van een MWh stroom worden geïnternaliseerd).

Naast de opwekkingskosten zijn ook de inpassings- of integratiekosten van elektriciteit uit zon en wind op korte termijn doorgaans hoger dan die voor conventionele bronnen. Meer in het bijzonder bestaan de integratiekosten van zon en wind vooral uit additionele kosten voor (i) waarborging van de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem ('system adequacy' of 'back-up' kosten), (ii) uitbreiding en versterking van het net (netwerkkosten), en – in mindere mate – voor (iii) balanceren van het systeem (balanceringskosten). Een vergelijking van diverse – internationale – studies wijst uit dat, bij een aandeel van 10-30%, de totale integratiekosten variëren van 10-30 €/MWh voor wind en van 25-50 €/MWh voor zon. Als percentage van hun totale productiekosten komen deze bedragen overeen met circa 15-40% voor wind en 15-35% voor zon (Sijm 2014).

Een andere bevinding uit bovengenoemde vergelijking van studie is dat naarmate het aandeel van zon en wind in de elektriciteitsproductie toeneemt de integratiekosten per MWh stijgen. Bij lage penetratieniveaus (1-3%) zijn deze kosten laag en soms zelfs negatief (i.e. baten), in het bijzonder voor elektriciteit uit zon. Bij hogere niveaus (5-10%) echter worden deze kosten substantieel en vertonen de neiging scherp te stijgen. Bij veel hogere penetratiegraden (>20%) lijkt deze stijging van de integratiekosten geleidelijk af te vlakken (Sijm 2014).

Een recente studie van de IEA (2014) laat echter zien dat de integratiekosten van zon en wind – *bij een gelijkblijvend aandeel in de elektriciteitsopwekking* – op de lange termijn aanzienlijk lager uitvallen, i.e. nadat allerlei aanpassingen in het systeem hebben plaatsgevonden. Meer in het bijzonder laat de IEA-studie zien dat, in een hypothetische modelsituatie met 15% zon-PV en 30% wind, de totale systeemkosten (i.e. productie- en integratiekosten) voor de opwekking en levering van elektriciteit met 40% stijgen ten opzichte van de Ausgangssituatie (0% zon en wind). Dit is een kostenstijging op de korte termijn, i.e. er vinden geen aanpassingen van

het systeem plaats met uitzondering van een navenante afname van de elektriciteitsopwekking uit het resterende deel van het systeem.

Op lange termijn, i.e. na een volledige aanpassing – ‘transformatie’ – van het systeem, is deze kostenstijging echter veel geringer, i.e. circa 15%. Deze transformatie omvat een brede reeks van opties zoals een structurele aanpassing van de conventionele brandstofmix (i.e. meer flexibele middenlast- en pieklasteenheden), een systeemvriendelijk inzet van zon- en windinstallaties (inclusief aftopping van productie), een aangepast netwerk, verbeterde systeem- en marktoperaties, en investeringen in andere, additionele flexibiliteitsopties.

Op lange termijn zouden de totale systeemkosten van elektriciteit uit zon en wind zelf nagenoeg gelijk – op zelf lager – kunnen zijn dan de totale kosten van elektriciteit uit fossiele bronnen, in het bijzonder als de opwekkingskosten voor zon en wind lager uitvallen dan voor fossiele energiebronnen. In de modelanalyses van de IEA wordt verondersteld dat zowel de opwekkingskosten voor zon en wind als de prijs voor de aankoop van CO₂-emissierechten constant blijven. Toekomstige opwekkingskosten zullen echter waarschijnlijk lager zijn (door de leereffecten van zon en wind), terwijl de CO₂-emissiekosten van fossiele energiebronnen mogelijk hoger zijn dan het veronderstelde niveau van 21 €/CO₂ (IEA 2014).

Bovenstaande bevindingen over de ontwikkeling van de integratiekosten van elektriciteit uit zon en wind worden bevestigd in een recente studie voor Nederland (Özdemir et al. 2015). Deze studie laat zien dat bij een toename van het aandeel wind van 4% naar 24% de integratiekosten van wind stijgen met gemiddeld 28 €/MWh_{wind}. Deze kosten bestaan grotendeels (ongeveer twee derde) uit extra back-up kosten – voor het waarborgen van de leveringszekerheid van het systeem – en voor het resterende deel uit additionele balanceringskosten. Bij een toename van het aandeel wind van 4% naar 51% stijgen de integratiekosten echter met gemiddeld 36 €/MWh_{wind}, in het bijzonder door een forse toename van de gemiddelde back-up kosten per €/MWh_{wind} (tegenover een beperkte afname van de gemiddelde balanceringskosten).

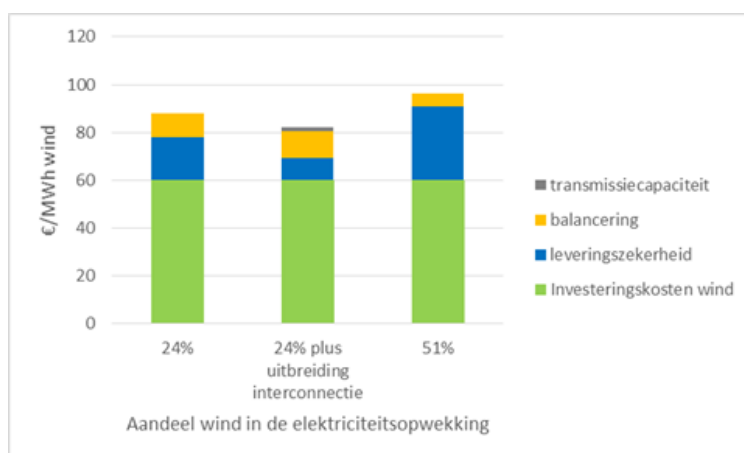
In beide gevallen (i.e. zowel bij een toename van het aandeel wind naar 24% als naar 51%) worden eventuele additionele netwerkkosten niet expliciet in de schatting van de integratiekosten meegenomen. Meer in het bijzonder wordt in beide gevallen verondersteld dat de transmissiecapaciteit tussen Nederland en zijn buurlanden is gefixeerd op het niveau van 2012.

In twee additionele scenario-runs wordt echter het effect van een uitbreiding van de grensoverschrijdende transmissiecapaciteit van Nederland op de integratiekosten van elektriciteit uit wind geanalyseerd. Meer in het bijzonder gaat het om een uitbreiding van deze capaciteit tussen Nederland en drie buurlanden (Duitsland, Denemarken en België) met 2300 MWh in totaal, i.e. een toename van 36% ten opzichte van de totale grensoverschrijdende transmissiecapaciteit van Nederland in 2012. In dit geval wordt bij een toename van het aandeel wind van 4% naar 24% de gemiddelde back-up kosten van het Nederlandse elektriciteitssysteem aanzienlijk gereduceerd – met circa 50% – terwijl de balanceringskosten per MWh ruwweg gelijk blijven (gebaseerd op de aanname van een nationale balanceringsmarkt voor

Nederland die niet geïntegreerd is met balanceringsmarkten in EU buurlanden). In totaal nemen de gemiddelde back-up en balanceringskosten toe met circa 20 €/MWh_{wind} (tegenover 28 €/MWh_{wind} bij een toename van het aandeel wind van 4% naar 21% bij een gelijkblijvende grensoverschrijdende transmissiecapaciteit). Daar staat tegenover dat de gemiddelde transmissiekosten als gevolg van de uitbreiding van de transmissiecapaciteit met ongeveer 2 €/MWh_{wind} toenemen. Per saldo echter dalen de totale gemiddelde integratiekosten van wind – i.e. met inbegrip van zowel back-up, balancerings- als transmissiekosten) aanzienlijk door een uitbreiding van de grensoverschrijdende transmissiecapaciteit (Özdemir et al. 2015).

Figuur 3 geeft een overzicht van de verschillende kosten. Daarbij zijn ook de investeringskosten per MWh weergegeven zoals verwacht voor windenergie in 2030 (WEO 2014). Bij een aandeel van 24% en uitbreiding van de interconnectie zijn de integratiekosten 37% van de totale systeemkosten van windenergie. Bij een aandeel van 51% wind in de elektriciteitsproductie en zonder uitbreiding van de transmissiecapaciteit met omliggende landen zouden de integratiekosten oplopen tot 61% van de totale kosten.

Figuur 3 Totale kosten windenergie 2030



Bron: Özdemir et al. 2015.

Implicaties voor de prijzen van elektriciteit uit zon en wind. De toename van het aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking heeft niet alleen een effect op de kosten, het heeft ook gevolgen voor de prijs van elektriciteit. Elektriciteitsproductie uit zon en wind wordt gekenmerkt door hoge vaste kosten, de investeringskosten in de zonnepanelen en masten en turbines, en door zeer lage variabele kosten, omdat er geen brandstof hoeft te worden ingezet voor de productie. Zonne-stroom en elektriciteit uit wind hebben daarom marginale kosten die gelijk zijn aan nul. In de aanbodcurve van elektriciteit, wat de merit order wordt genoemd in de elektriciteitsproductie, staan deze energiebronnen daarom vooraan. Naarmate er meer zon en wind in het systeem komt (gestimuleerd door subsidies), schuift de

aanbodcurve verder naar rechts, met als gevolg dat de gemiddelde prijs op de markt daalt. Dit effect zie je ook terug in de markt, met name in Duitsland, waar de sterke toename van zon-pv en wind een van de redenen was voor de dalende prijzen in de afgelopen jaren. Dit was overigens niet de enige reden, daarnaast is ook de kolenprijs gedaald. In Duitsland heeft kolen een belangrijk aandeel in de elektriciteitsopwekking waardoor de kolenprijs een grote rol speelt in de elektriciteitsprijs. Door de lage prijzen in Duitsland nam de export naar Nederland sterk toe en daalde de Nederlandse prijzen ook, zij het niet zo veel als in Duitsland.

De prijsdaling bij een toename van hernieuwbaar zal met name in eerste instantie groot zijn, als er meer hernieuwbare opwekkingscapaciteit in de markt komt terwijl er ook nog veel conventionele capaciteit is zoals kolen- en gasgestookte centrales. Op de langere termijn mag worden verwacht dat de overige productiecapaciteit zich aanpast aan een elektriciteitssysteem met een groter aandeel hernieuwbare capaciteit. Wat je dan bijvoorbeeld zal zien is een afname van de kolen-capaciteit en relatief meer gasgestookte centrales. De prijzen zullen dan weer stijgen, omdat de variabele kosten van gascentrales hoger zijn dan die van kolen. Overigens kan het geruime tijd duren voor een evenwicht wordt bereikt, zeker als er ondertussen steeds meer hernieuwbare capaciteit wordt bijgebouwd, gestimuleerd door subsidies.

Een ander effect van meer zon en wind in de productiemix is dat de prijsvolatiliteit toeneemt. Op momenten dat er veel zon of wind is, is het aanbod van elektriciteit groot. De prijs is dan laag, zeker als dat bijvoorbeeld op een zondag overdag is wanneer de vraag naar elektriciteit relatief laag is. Andersom kan de prijs sterk stijgen als er weinig wind en zon is en de elektriciteitsvraag hoog. De prijzen zullen daardoor sterker variëren dan nu het geval is.

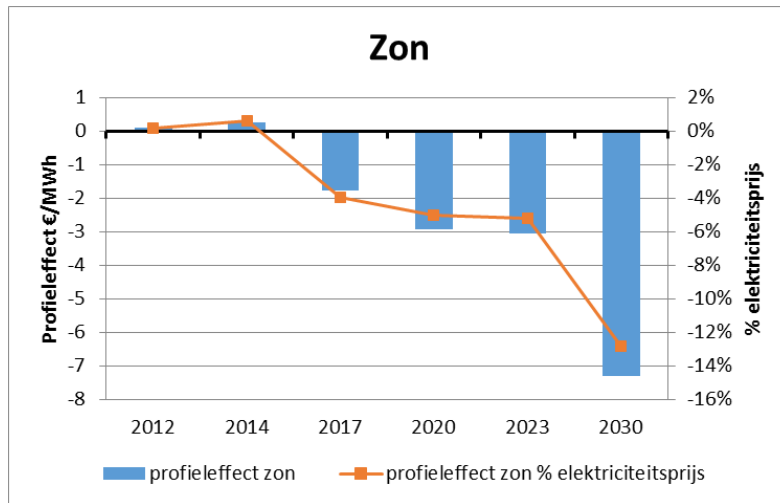
Een van de karakteristieken van de productie van elektriciteit uit zon en wind is dat deze voor een groot deel van de opgestelde capaciteit in een land tegelijkertijd plaatsvindt. Als het waait, dan waait het in het merendeel van het land. Bovendien is er ook nog een sterke correlatie met de wind in naburige landen. Dit geldt deels ook voor de elektriciteitsproductie met zonnepanelen, zij het in iets mindere mate dan bij wind. De consequentie hiervan is dat er een groot aanbod van elektriciteit uit wind is als het waait. Hierdoor daalt de prijs van elektriciteit, omdat de marginale kosten van elektriciteit uit wind en zon ongeveer nul zijn. Met als gevolg dat de gemiddelde prijs die voor elektriciteit uit wind en zon wordt betaald lager zal liggen dan de gemiddelde elektriciteitsprijs van alle productie (zie ook Sijm 2014).

Bovengenoemd prijseffect – ook wel aangeduid als het profieffect van hernieuwbare elektriciteit – kan aanzienlijk worden als er meer hernieuwbaar in de markt komt. In de Nationale Energieverkenning van 2014 (NEV 2014) is onderzocht hoe het profieffect zich ontwikkelt tot en met 2030. De aandelen zon en wind nemen in de NEV toe tot 11% voor zon en 35% voor wind van de totale elektriciteitsproductie in 2030 (zie Tabel 1). Het profieffect voor zon en wind is weergegeven in de Figuur 4 en 5. Het profieffect voor zon is in 2012 en 2014 nog negatief, wat wil zeggen dat producenten van zonnestroom dan gemiddeld iets meer per MWh ontvangen vergeleken met de gemiddelde prijs. Dit komt omdat bij

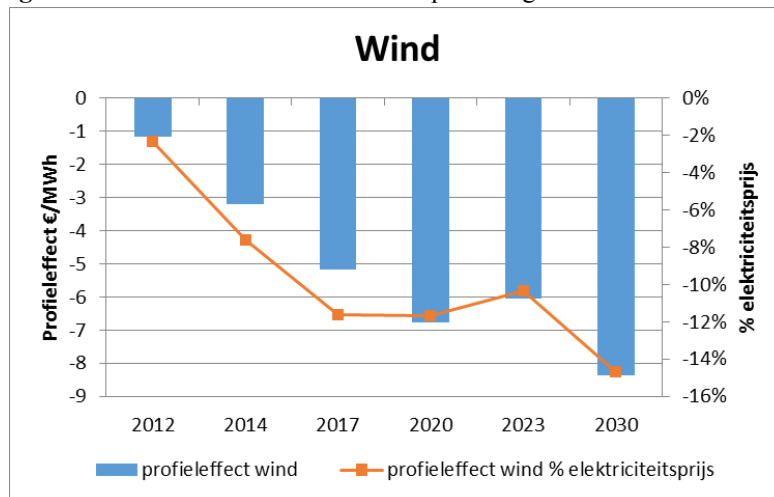
kleine aandelen zon profiteert van het feit dat het op relatief gunstige uren produceert, namelijk overdag als de vraag groter is dan 's nachts. Neemt het aandeel echter toe, dan wordt dit positieve effect teniet gedaan en daalt de prijs door het aanbod van elektriciteit uit zonnepanelen. In 2030 is de afslag voor ruim €7 per MWh, 13 procent van de elektriciteitsprijs van ca. €57 per MWh in 2030. Voor wind is het profieffect in 2030 ruim €8 per MWh.

In de berekening van het profieffect is rekening gehouden met de toename van hernieuwbaar in de landen om ons heen en met de uitbreiding van de verbindingen, de interconnecties tussen de elektriciteitsmarkten in verschillende landen. De toename van hernieuwbaar in andere landen kan het profieffect versterken als de elektriciteitsproductie uit zon en wind in die landen tegelijk plaatsvindt met die in Nederland. Dat zal in een deel van de uren het geval zijn, maar voor een deel ook niet. De toename van interconnecties vermindert het profieffect, omdat markten meer geïntegreerd raken. Een hoge productie uit wind en zon zal dan tot meer export leiden, waardoor de prijs in Nederland minder hard daalt.

Özdemir et al. (2015) laten zien dat het profieffect voor wind in 2030 aanzienlijk hoger zou zijn indien de netwerkverbindingen tussen Nederland en omliggende landen niet zouden worden uitgebreid ten opzichte van het niveau in 2012. Zo zou de prijs die elektriciteit uit wind ontvangt met ruim € 13 per MWh, 22%, dalen ten opzichte van de gemiddelde prijs bij een windaandeel van 24% in de totale elektriciteitsproductie in 2030. Bij een windaandeel van 51% zou het effect nog veel groter zijn, een daling van de gemiddelde prijs die windstroom ontvangt met bijna € 26, de helft van de prijs. Dit laat zien hoe groot het belang is van uitbreiding van de verbindingen tussen de netwerken in verschillende landen voor het integreren van grote aandelen zon en wind in de elektriciteitsproductie.

Figuur 4 Profieffect van elektriciteitsopwekking uit zon

Bron: ECN et al. 2014.

Figuur 5 Profieffect van elektriciteitsopwekking uit wind

Bron: ECN et al. (2014).

5 Consequenties voor markt en beleid

De impact van hernieuwbaar roept vragen op over de toekomst van het huidige marktmodel en van het beleid voor de stimulering van duurzame energie. In het huidige marktmodel verdienen elektriciteitsproducenten hun investeringskosten terug in de uren waarin de elektriciteitsprijs hoog is. Met de toename van het aandeel wind en zon wordt het aantal draaiuren van conventionele centrales lager en ge-

middelste prijzen dalen. De prijzen in de piekuren zullen dan voldoende hoog moeten zijn om voldoende inkomsten te genereren. Dit marktmodel wordt ook wel de ‘energy-only’ markt genoemd, omdat alle kosten gedekt moeten worden door alleen de verkoop van elektriciteit, de prijs per kWh.

In theorie is er geen reden waarom een markt met een groter aandeel hernieuwbaar niet goed zou werken en prijzen niet hoog genoeg zouden kunnen worden en daarmee voldoende prikkel zouden geven voor investeringen in de benodigde capaciteit. In de praktijk echter is dit niet gegarandeerd. Producenten zijn er niet zeker van dat prijzen voldoende hoog zullen worden tijdens piekuren, onder andere omdat toezichthouders of de politiek in zouden kunnen grijpen als prijzen te hoog zouden worden. Daarnaast nemen de risico’s toe omdat er meerdere jaren kunnen zijn waarin de opbrengsten laag zijn omdat er relatief veel wind of zon is.

Een alternatief voor de energy-only markt is om naast de prijs voor een kWh ook een vergoeding te geven voor capaciteit. Het voordeel van een dergelijk capaciteitsmechanisme is dat voldoende capaciteit is gegarandeerd. Het nadeel is echter dat de toezichthouder moet bepalen hoeveel capaciteit er moet zijn, dit wordt niet meer overgelaten aan de markt. Met de risico’s van overheidsfalen zoals te veel capaciteit. Een ander nadeel is dat het zeker is dat de energy-only markt niet meer werkt als er een capaciteitsmechanisme wordt ingevoerd. Door de vergoeding voor capaciteit worden de elektriciteitsprijzen niet meer hoog genoeg om voldoende prikkel te geven voor investeringen, een capaciteitsmechanisme is daarmee een ‘selffulfilling prophecy’.

Vooralsnog is er in Nederland geen gebrek aan capaciteit en is de discussie over invoering van een capaciteitsmechanisme niet aan de orde. Belangrijk voor de Nederlandse markt is ook wat er in omliggende landen, met name Duitsland, gebeurt met capaciteitsvergoedingen. In Duitsland lijkt het er op dat men daar vooralsnog vanaf ziet (zie artikel Jos Notenboom), ook al is het aandeel zon en wind er hoog. De elektriciteitsmarkt zal daarom zo goed als mogelijk moeten worden ingericht om de toename van hernieuwbaar op een efficiënte wijze te kunnen accommoderen. Dit wordt uitvoerig besproken in het artikel van Annelies Huygens, in dit nummer.

De kosten van zonnepanelen en windturbines zijn de laatste jaren aanzienlijk gedaald en zullen naar verwachting verder dalen naarmate er meer wordt geïnstalleerd en door verder onderzoek. De meerkosten ten opzichte van conventionele technologieën zullen daardoor dalen. Daarmee neemt ook de subsidie per kWh af die moet worden gegeven om investeringen in hernieuwbare energie aantrekkelijk te maken voor marktpartijen. We hebben echter gezien dat de opbrengstprijzen voor elektriciteit uit zonne- en windenergie daalt naarmate er meer wordt geproduceerd. Hierdoor neemt het verschil tussen de kosten en de opbrengsten weer toe en zal de subsidie weer stijgen. Met als consequentie dat subsidies nog geruime tijd nodig zullen zijn om hernieuwbaar rendabel te maken.

Daarnaast zijn er ook nog de eerder besproken inpassingskosten, die aanzienlijk zullen stijgen naarmate het aandeel hernieuwbaar toeneemt. Voor een deel worden deze kosten gesubsidieerd, zoals de kosten van balanceren, die mee wor-

den genomen in de SDE+. Een toename van deze kosten leidt daarmee tot een toename van de subsidie. De SDE+ wordt betaald door verbruikers via een opslag op de elektriciteitsprijs. Dit geldt ook voor de netwerkkosten, die eveneens worden omgeslagen over alle verbruikers via de netwerktarieven. De kosten van de benodigde back-up capaciteit komen in het huidige energy-only marktmodel terug in de prijzen, en dan met name in de piekprijzen die betaald moeten worden als de vraag hoog is en aanbod van wind en zon beperkt.

De vraag of en wanneer hernieuwbaar kan concurreren met stroom uit kolen- en gascentrales zal ook afhangen van de ontwikkeling van het klimaatbeleid. Klimaatbeleid is een belangrijke reden om hernieuwbare energiebronnen verder te ontwikkelen. Door klimaatverandering te beperken vermijden we de schade die klimaatverandering zal veroorzaken en de kosten die we moeten maken om ons aan te passen aan die klimaatverandering. Met een voldoende hoge CO₂ prijs wordt conventioneel opgewekte elektriciteit duurder dan hernieuwbare opwekking en zijn subsidies overbodig, ook als rekening wordt gehouden met de inpassingskosten.

Auteurs

Paul Koutstaal (e-mail: koutstaal@ecm.nl) is senior manager energieproductie bij het Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN). Jos Sijm (e-mail: sijm@ecm.nl) is senior onderzoeker internationaal energie- en klimaatbeleid bij ECN.

Literatuur

- ECN, PBL, CBS en RVO.nl, 2014, Nationale Energieverkenningen 2014, ECN-0-14-036, Petten/Amsterdam.
- IEA, 2014, The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, International Energy Agency, Parijs.
- Özdemir, Ö., P.R. Koutstaal, en M. van Hout, 2015, Impact of Integrating Intermittent Renewables in Electricity Markets, ECN, Petten/Amsterdam (verschijnt binnenkort).
- Sijm, J., 2014, Cost and revenue related impacts of integrating electricity from variable renewable energy into the power system – A review of recent literature, ECN-E-14-022, Petten/Amsterdam.
- Sijm, J., A. Mulder, M. Londo, F. Wiersma, K. Schoots, en D. Peters, 2015, Systeemintegratie en flexibiliteit: de veranderende mix van fossiele en hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening, Eindrapport aan de Topsector Energie, ECN-E-14-064, Petten/Amsterdam.

Condities voor een grotere rol van energiecoöperaties in hernieuwbare elektriciteitsopwekking

Hans Elzenga en Anne Marieke Schwencke

Nederland heeft inmiddels ongeveer 150 energiecoöperaties, waaronder 15 ervaren windcoöperaties die al een jaar of 25 bestaan. Voor het overige deel gaat het om coöperaties die pas enkele jaren bestaan (maximaal 8 jaar) en die zich nu nog vooral richten op dienstverlenende activiteiten, zoals collectieve inkoopacties van zonnepanelen, wijkacties rond energiebesparing en het doorleveren van hernieuwbare energie. Steeds meer coöperaties gaan zich nu ook richten op het realiseren van grotere collectieve zon- en windprojecten, maar vooralsnog is hun aandeel in de nationale hernieuwbare elektriciteitsproductie beperkt. Dit artikel brengt in kaart in hoeverre aan de condities wordt voldaan om dit aandeel in de nabije toekomst te laten toenemen. Alles overziend kan de voorzichtige conclusie zijn dat de condities voor energiecoöperaties gunstig genoeg zijn om op termijn een groter aandeel in de hernieuwbare elektriciteitsopwekking te krijgen dan nu het geval is.

1 Inleiding

Opkomst energiecoöperaties. In Nederland timmert een toenemend aantal energiecoöperaties hard aan de weg om het energiegebruik en de energievoorziening binnen hun dorp, wijk of eiland te verduurzamen. Hoewel de sterke groei vooral de afgelopen jaren heeft plaatsgevonden zijn energiecoöperaties geen volledig nieuw verschijnsel: eind jaren 80 waren burgers al bezig om in coöperatief verband windmolens te exploiteren en te financieren. Ongeveer 15 van deze eerste generatie windcoöperaties zijn nog steeds actief. Vanaf 2007 komt een tweede golf coöperaties op gang: TexelEnergie gaat als eerste van start en wordt snel gevolgd door andere initiatieven. Momenteel zijn in vrijwel elke gemeente groepen burgers actief met energie. Van de naar schatting 500 energie-initiatieven hebben er 150 een energiecoöperatie in juridische zin opgericht; het overige deel bestaat uit informele groepen en dorpsverenigingen. In een recent rapport van de auteurs over energiecoöperaties wordt een overzicht gegeven van de ongeveer 110 coöperaties die begin 2014 actief waren (Elzenga en Schwencke 2014).

Actuele ontwikkelingen en lokale rol. De meeste energie-initiatieven en -coöperaties beginnen klein, met het organiseren van collectieve inkoopacties van zonnepanelen en wijkacties rond energiebesparing, het aanbieden van energie- en warmtescans, het bemensen van een energieloket voor de gemeente en/of het doorleveren van energie. De laatste jaren neemt het aantal coöperaties dat zich (ook) gaat richten op het realiseren van grotere collectieve zon- en windprojecten toe. Er wordt een proces in gang gezet van dienstverlenende naar energieproducerende coöperaties. De coöperaties beogen dat het geld dat huishoudens voor hun energierekening betalen (jaarlijks circa 1800 euro) binnen de eigen gemeenschap blijft en niet meer wegvloeit naar een energieleverancier van buiten de gemeenschap. Met de opbrengsten wil men investeren in nieuwe energieprojecten en lokale publieke voorzieningen, en daardoor de lokale economie en sociale cohesie versterken. Daarin onderscheiden ze zich van commerciële – ook de groene – aanbieders van energie.

Aandeel in duurzame energievoorziening en randvoorwaarden voor verdere groei. Vooralsnog is het aandeel van energiecoöperaties in de duurzame energievoorziening beperkt: ongeveer 3% van de huidige 2700 megawatt windvermogen op land is in coöperatief beheer. Het aandeel coöperatieve zon in de naar schatting 1000 megawatt piekvermogen die momenteel geïnstalleerd is, is waarschijnlijk nog kleiner; het gaat nu nog vooral om systemen op daken van individuele huiseigenaren. Naar onze mening moet minimaal aan vier condities worden voldaan om het aandeel in de toekomst te kunnen laten toenemen:

- er moet een rendabel verdienmodel zijn;
- er moet voldoende investeringskapitaal zijn;
- er moet draagvlak zijn bij de lokale bevolking en politiek;
- er moet een duurzame organisatie zijn voor het realiseren en beheren van productie-installaties.

De Duitse casus laat zien dat het aantal coöperaties en hun aandeel in de hernieuwbare energieproductie sterk kunnen toenemen als aan deze condities – en dan met name het rendabele verdienmodel – wordt voldaan. Mede door de ruimhartige financiële ondersteuning voor zon en wind groeide het aantal coöperaties daar tussen 2006 en 2012 van 50 naar 754 (Boontje 2014). Van deze coöperaties investeerden er 431 in zonnecentrales, 177 in biomassa voor warmtenetten en 49 in windenergie. Het aandeel van energiecoöperaties in het opgestelde vermogen voor hernieuwbare energieproductie bedroeg in 2012 ruim 9% (Trendresearch 2013).

Dit artikel analyseert nu verder aan de hand van de vier genoemde condities in hoeverre een dergelijk aandeel op termijn ook in Nederland binnen bereik kan liggen.

2 Rendabel verdienmodel

Zon en wind duurder dan fossiel. De productie van zonne- en windstroom is vooralsnog duurder dan die van fossiele elektriciteit. Voor stroom die opgewekt wordt in een zonnecentrale is het verschil in kostprijs minimaal 10 cent per kilowattuur, voor windstroom uit een windpark is dat - afhankelijk van de gemiddelde windsterkte op een locatie - 3,5 tot 6 cent per kilowattuur (ECN 2014).¹ Om de productie van hernieuwbare energie te stimuleren zijn meerdere stimuleringsregelingen in het leven geroepen.

De postcoderoos. Een specifiek op coöperaties en VvE's gerichte regeling is de zogenoemde postcoderoosregeling. Deze regeling bestaat sinds januari 2014 en biedt leden van coöperaties en VvE's die financieel participeren in een zonnecentrale of windmolen een korting van 9,1 cent per kilowattuur (inclusief btw) op de energiebelasting op hun deel van de geproduceerde stroom. Voorwaarde is dat de leden in hetzelfde of in een direct aangrenzend viercijferig postcodegebied wonen als waarin de installatie zich bevindt. In principe zouden coöperaties vooral voor zonnecentrales gebruik willen maken van de regeling, maar voor velen is de korting onvoldoende voor een rendabele *business case*. Op dit moment komen dit soort projecten alleen van de grond door de actieve inzet van vrijwilligers, gratis dakgebruik en actieve steun van gemeenten. Het magere verdienmodel is de belangrijkste reden dat veel coöperaties in 2014 voor zonprojecten uiteindelijk zijn uitgeweken naar de Stimuleringsregeling Duurzame Energie, kortweg de SDE+-regeling. Deze regeling is voor alle partijen toegankelijk.

SDE+. De SDE+-regeling heeft een gefaseerde openstelling, waarbij het basisbedrag² in de eerste fase 7 cent per kilowattuur bedraagt, en bij elke volgende fase met 1 cent per kilowattuur oploopt tot uiteindelijk 15 cent per kilowattuur. Wind op land in windrijke gebieden is al rendabel in de eerste fase: per megawatt opgesteld vermogen kunnen de netto-inkomsten tienduizenden euro's per jaar zijn. Zonprojecten zijn daarentegen pas rendabel in de laatste fase van de SDE+-regeling.³ Daarbij bestaat het risico dat het budget inmiddels zover is uitgeput dat niet alle aanvragen gehonoreerd kunnen worden. In 2014 zijn in de laatste fase totaal 3552 aanvragen voor zonnecentrales ingediend, waarmee het beschikbare budget van 3,5 miljard euro met 1,6 miljard euro werd overtekend. Het is nog afwachten of het budget in 2015 – wederom 3,5 miljard euro – wel toereikend zal

¹ De genoemde bedragen gelden voor een zonnecentrale van 100 kilowatt en een windpark van 50 megawatt.

² Het basisbedrag wordt nog gecorrigeerd met de stroomprijs op de groothandelsmarkt. De feitelijke subsidie is dus ongeveer 4 cent/kWh lager dan het basisbedrag.

³ In 2015 geldt in de fase voor zon-PV een basisbedrag van 14,1 cent per kilowattuur. Om in aanmerking te komen voor SDE+-subsidie moeten projecten groter zijn dan 15 kilowatt piekvermogen en een grootverbruikersaansluiting hebben (minimaal 3 maal 80 ampère).

zijn voor alle aanvragen. Vooral het feit dat bij- en meestook in bestaande en nieuwe kolencentrales subsidiabel zijn geworden zorgt voor een onzekere factor. Potentieel ligt daar een enorme budgetclaim, maar vooralsnog is niet duidelijk hoe groot die in de praktijk zal zijn.

3 Voldoende investeringskapitaal

Investeringskosten wind en zon. Bij windenergie bedragen de investeringskosten voor de daadwerkelijke bouw ongeveer 1,3 miljoen euro per megawatt, en die voor alle voorbereidende werkzaamheden (zoals onderzoeken en eventueel rechtszaken) al gauw enkele honderdduizenden euro's. Bij zon bedraagt de benodigde investering voor een centrale van 100 kilowatt circa 100.000 euro (ECN 2014). Om voor SDE+-subsidie in aanmerking te komen moeten aanvragers kunnen aantonen dat ze over het benodigde vermogen beschikken om de investeringen te doen.⁴ Het coöperatieve model gaat daarbij uit van een aanzienlijk inbreng van eigen vermogen door de leden van de coöperatie, meestal in de vorm van een lening van de leden aan de coöperatie. Een ervaren windcoöperatie als Deltawind (met 1600 leden) heeft haar 21 windturbines met een waarde van 10 miljoen euro grotendeels gefinancierd met leningen van de leden, maar de meeste jonge coöperaties hebben slechts weinig leden en ook verder weinig eigen vermogen. Met nieuwe, aantrekkelijke zon- en windprojecten zijn ze druk bezig om nieuwe leden én kapitaal aan te trekken. De coöperaties spelen hiermee een belangrijke rol in het mobiliseren van burgerkapitaal voor de energietransitie, geld dat anders misschien op de spaarrekening was blijven staan.

Crowdfunding. Een trend is dat coöperaties samenwerking zoeken met zogenoemde crowdfundingplatforms die zich specialiseren in financiering van duurzame energieproductie.⁵ De Windcentrale was de eerste die in 2011 via crowdfunding bestaande windmolens ging aankopen. Inmiddels zijn ruim 15.000 huishoudens samen eigenaar van in totaal 9 windmolens. Ook zonneprojecten worden in toenemende mate geheel of gedeeltelijk via crowdfunding gefinancierd. In het tekstkader wordt een aantal voorbeelden gegeven. Overigens zijn niet alle gecrowdfunde projecten ingericht volgens een coöperatief model. Soms gaat het puur om financiële participatie zonder dat de crowdfunder lid wordt van de coöperatie. Er zijn op dit moment meerdere collectieve financierings- en zeggenschapsconstructies in ontwikkeling.

⁴ <http://www.ekwadraat.com/kennisbank/subsidie/sde-2015/>: Projecten die minder dan 20% eigen vermogen kunnen inbrengen dienen een verklaring van de beoogde financier mee te sturen. In deze verklaring moet staan dat de beoogde financier bereid is te financieren in geval van een positieve SDE+ beschikking;

⁵ Voorbeelden zijn Duurzaam Investeren van Yard Energy, OnePlanetCrowd en GreenCrowd. Ook het beleggingsfonds Meewind voor wind op zee is feitelijk een crowdfundingplatform.

Enkele zonneparken die met crowdfunding worden gefinancierd.

ZonneWijde uit Breda, een samenwerkingsproject van een lokale energiecoöperatie (BredaDuurSaam), een projectontwikkelaar en het crowdfundingplatform Zonnepanelendelen, gaat vlakbij de A16 een zonnepark van 7000 panelen realiseren. Daarmee is een investering van 3 miljoen euro gemoeid, waarvan de helft via crowdfunding zou moeten worden opgebracht. Volgens de website van de Zonnewijde is het rendement bij de huidige stroomprijzen naar verwachting gemiddeld 4,0 %, maar kan dit oplopen tot 6,0% per jaar. Het project gaat van start als er 750.000 euro is opgehaald; op 17 april 2015 is dat bedrag gerealiseerd. Andere projecten die op dit moment al voldoende geld hebben opgehaald om van start te kunnen gaan zijn het zonnepark op Ameland van de Ameland Energiecoöperatie, Eneco en de gemeente Ameland (24.000 panelen, 6 megawatt piekvermogen), Blixembosch van Morgen Groene Energie in Eindhoven (228 panelen, ongeveer 50 kilowatt piekvermogen), de centrale van coöperatie DE Ramplaan op de Fablohal in Haarlem (1500 panelen, 400 kilowatt piekvermogen) en de centrale van de EigenWijkse Energiecoöperatie op een oude steenfabriek in Wijk bij Duurstede (505 panelen, 130 kilowatt piekvermogen).

Grote projecten: vreemd vermogen. Bij echt grote projecten zal naast eigen coöperatief vermogen vaak ook vreemd vermogen aangetrokken moeten worden, dus een lening van een bank of andere kredietvertrekker. Voor bijvoorbeeld het windpark van 100 megawatt op de Krammersluizen van Deltawind en Zeeuwind zal 10-30% van de vereiste investering van 200 miljoen euro ingebracht worden door leden en externe financiers, en de rest door de bank. Als een energiecoöperatie bij een commerciële bank een lening aanvraagt om een project te financieren, wil deze maximale zekerheid hebben dat het uitgeleende geld uiteindelijk met rente wordt terugbetaald. Banken zijn bereid om wind- en zonprojecten grotendeels te financieren, op voorwaarde dat de vergunningen definitief zijn en SDE+-subsidie is toegezegd. Ze eisen meestal ook het pandrecht: dat is het recht om eigendommen van de kredietnemer te executeren en diens vorderingen op derden over te nemen als deze niet aan zijn betalingsverplichtingen kan voldoen. Vanwege het grote risico dat een gepland project, waarvoor vergunningen en SDE+-beschikking nog niet zijn afgegeven, uiteindelijk niet kan doorgaan, zijn banken meestal niet bereid om ook de (aanzienlijke) voorbereidingskosten te financieren.

Een andere voorwaarde voor een bank om krediet te verstrekken is dat de aanvrager een stabiele organisatie is. Omdat veel energiecoöperaties pas kort geleden zijn opgericht en nog nauwelijks een *track record* hebben, kunnen banken vaak moeilijk inschatten of de coöperatie gedurende de looptijd van een lening zal blijven bestaan. Daarbij speelt mee dat de meeste energiecoöperaties uit vrijwilligers bestaan. Als de coöperatie van plan is om zelf eigenaar van de te financieren installatie te worden, stelt de bank in ieder geval als eis dat er geld (of leencapaciteit) achter de hand is om het onderhoud en beheer van de installatie uit te (laten) voeren. Als een coöperatie een zogeheten uitgesloten aansprakelijkheid

(UA) heeft – en veel coöperaties hebben dat –, vormt dat een extra complicerende factor. Deze constructie geeft de leden de zekerheid dat zij niet persoonlijk aansprakelijk kunnen worden gesteld voor eventuele verliezen van de coöperatie; voor de bank biedt dit juist minder zekerheid dat de lening ook wordt terugbetaald als het project waarvoor de lening is verstrekt, mislukt.

Als een coöperatie er in slaagt om geld bij de bank te lenen heeft dat wel een prijs. Omdat banken alle zekerheden verlangen, hebben de overige financiers alle risico's. Daarom zullen zij een hoge risico-opslag hanteren: in de praktijk ligt het rentetarief voor dergelijke achtergestelde leningen rond de 10%. Met zulke hoge rentelasten blijft minder geld over voor nieuwe investeringen en voor sociale projecten.

4 Draagvlak onder lokale bevolking en politiek

Knelpunt wind: gebrek aan draagvlak. Voor windprojecten is gebrek aan maatschappelijk draagvlak een belangrijk knelpunt. Op papier zijn energiecoöperaties een geëigende partij om hieraan een positieve wending te geven, aangezien zij een netwerk hebben in de lokale gemeenschap en - anders dan commerciële ontwikkelaars – als missie hebben om die mee te laten profiteren van de inkomsten uit de windmolens. In diverse regio's zetten coöperaties zich dan ook actief in om samen met de gemeenten en provincie windprojecten te realiseren. Ze zetten daarbij in op het binnen de gemeenschap houden van de windbaten, bijvoorbeeld door financiële participatie, mede-eigenaarschap of met een windfonds voor de gemeenschap voor bijvoorbeeld een buurthuis of voetbalvereniging.⁶

In de praktijk blijkt de inzet van een lokale energiecoöperatie echter geen garantie te bieden dat het met het draagvlak wel goed komt. De intentie om de revenuen ten goede te laten komen aan de lokale gemeenschap overtuigt lang niet altijd, en wordt soms zelfs bestempeld als omkoping. De Utrechtse coöperatie Energie-U heeft aan den lijve ervaren hoe fel – en hoe persoonlijk – de weerstand van omwonenden kan zijn. Op uitnodiging van de gemeente hebben zij twee jaar aan een windproject op het industrieterrein Lage Weide gewerkt, maar dit is vanwege krachtig lokaal verzet uiteindelijk door de gemeenteraad afgeblazen. Energie-U had er toen al veel tijd en geld ingestoken. In de gemeente Houten heeft coöperatie UWind met vergelijkbare tegenstand te maken gehad, maar is het project uiteindelijk wel gerealiseerd. De expliciete en consequente steun van de gemeenteraad heeft hier mogelijk het verschil gemaakt.

⁶ Bijvoorbeeld bij het eerder genoemde windpark op de Krammersluizen zullen Deltawind en Zeeuwind 0,50 euro per opgewekte megawattuur in een windfonds doneren. Een deel is bestemd voor omwonenden: zij ontvangen een tegemoetkoming in de stroomrekening als ze kiezen voor groene stroom. Het overige deel wordt gelijkelijk verdeeld over duurzame projecten in de drie omliggende gemeenten: Tholen, Goeree-Overflakkee en Schouwen-Duiveland (<http://www.windparkkrammer.nl/windfonds-krammer/>).

Rol van gemeenten bij windprojecten. In zijn algemeenheid geldt dat gemeenten onderling sterk kunnen verschillen in hun visie op de wenselijkheid van windenergie binnen hun grenzen. Veel gemeenten hebben weliswaar dermate ambitieuze klimaatdoelstellingen dat die alleen met inzet van windenergie gerealiseerd kunnen worden, maar schrikken terug voor concrete windprojecten. Daartoe ontbreekt momenteel voor gemeenten ook een echte *incentive*. In het kader van de Structuurvisie Wind op Land hebben de provincies taakstellingen gekregen die samen optellen tot de landelijk doelstelling van 6000 megawatt in 2020, maar deze zijn niet doorvertaald naar gemeenten. Bij ontstentenis van afrekenbare taakstellingen zouden inkomsten uit de onroerendzaakbelasting (OZB) een stimulans kunnen zijn voor gemeenten om mee te werken aan windprojecten. Maar omdat de bijdrage uit het gemeentefonds als gevolg van deze inkomsten wordt verlaagd, houden gemeenten netto ongeveer slechts 33% over. Kortom, gemeenten hebben dus geen verplichting om windenergie binnen hun grenzen te realiseren, en worden er in financiële zin matig voor beloond.

Zon: vooralsnog positief imago. Anders dan bij windenergie staan de meeste mensen en gemeenten vooralsnog positief tegenover zonne-energie in de eigen leefomgeving. Daarbij geldt echter de kanttekening dat zonnepanelen in Nederland nu nog vooral op daken van woningen en gebouwen zijn geïnstalleerd, en dat er nog weinig grondgebonden parken van meerdere hectaren zijn. Uit gegevens van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) blijkt dat er momenteel op 28 plekken plannen zijn voor dergelijke parken, waaronder een groot park van 38 voetbalvelden in Emmen, een park van 52 voetbalvelden bij Schiphol en een park van 15 voetbalvelden in Ameland. Dat komt onder meer doordat veel gemeenten bedrijventerreinen hebben ontwikkeld waar onvoldoende vraag naar is. Gemeenten zoeken daarom een nieuwe bestemming voor de grond. Experts voorzien dat deze ontwikkeling er toe kan leiden dat het draagvlak voor zonne-energie onder de bevolking afneemt. “Het mag geen vervanging worden voor zonnepanelen op daken en gevels”, zegt Wim Sinke, hoogleraar en expert zonne-energie bij Energieonderzoek Centrum Nederland in Petten. “Want in een dichtbevolkt land als Nederland met weinig vrije ruimte valt het niet uit te leggen dat je lege daken en volle akkers hebt” (NOS 2015).

5 Duurzame en professionele organisatie

Complexe projecten. Het verwezenlijken van wind- en zonprojecten is complex en vraagt om veel expertise, tijd en doorzettingsvermogen. De doorlooptijden zijn lang en er moeten flinke aanloopkosten worden gemaakt voor onderzoeken, inspraakprocedures en mogelijk ook voor rechtszaken. Eenmaal gerealiseerd moeten de installaties 15 jaar of langer beheerd worden. Het ligt voor de hand dat alleen organisaties die voldoende continuïteit en professionaliteit hebben hiertoe in

staat zijn. Voor coöperaties die volledig uit vrijwilligers bestaan en het volledig alleen willen doen zijn dergelijke projecten te groot.

Samenwerking met ervaren partijen. De windcoöperaties van het eerste uur hebben weliswaar laten zien dat het mogelijk is op eigen kracht een stabiele en professionele coöperatieve organisatie op te bouwen⁷, maar hebben daar 25 jaar over gedaan. De energiecoöperaties uit de tweede golf bestaan pas maximaal 8 jaar (sinds 2007), en zullen niet altijd het geduld en uithoudingsvermogen hebben om langs organische weg uit te groeien tot een organisatie met voldoende professionaliteit en continuïteit om grote productie-installaties te kunnen realiseren en beheren. Steeds meer jonge coöperaties zoeken daarom samenwerking met ervaren, kapitaalkrachtige projectontwikkelaar en energiebedrijven. Die hebben daar op hun beurt belang bij, omdat coöperaties vaak belangrijk voorbereidend werk verrichten. Ze zoeken een geschikte locatie, maken de geesten bij de gemeente rijp, onderhandelen met de dak- of grondeigenaar en mobiliseren omwonenden voor collectieve financiering. Zoals gezegd wordt voor dat laatste steeds vaker samenwerking gezocht met crowdfundingplatforms.

Volgens Zwang(2015) zijn de succesvolle lokale duurzame-energieprojecten van nu alle projecten waarbij professionele partijen betrokken zijn. Zo werken Morgen Groene Energie en DE Ramplaan samen met Qurrent, ZonneWIJde Breda met Zonnepanelendelen en Greenchoice, en de Amelander Energiecoöperatie met Eneco. Ook het eerder genoemde windproject in Houten was zonder de deskundigheid en diepe zakken van Eneco waarschijnlijk niet tot stand gekomen.

6 Conclusies

In de inleiding is de vraag gesteld in hoeverre in Nederland wordt voldaan aan de condities waaronder de bijdrage van energiecoöperaties aan de productie van zonne- en windstroom in de toekomst kan toenemen. Alvorens daarover een samenvattende conclusie te trekken worden de bevindingen per conditie kort gerecapituleerd.

Rendabel verdienmodel. Aan de eerste conditie – een rendabel verdienmodel – wordt door de speciaal voor coöperaties en VvE's in het leven geroepen postcoderoosregeling tot nog toe niet voldaan. Hier biedt de SDE+-subsidieregeling echter soelaas, mits men er in slaagt de subsidie daadwerkelijk in de wacht te slepen. Daarbij is grote concurrentie van andere, niet-coöperatieve partijen. In 2014 was het beschikbare budget onvoldoende om alle aanvragen voor zonnecentrales positief te beschikken. In 2015 is het onzeker hoe groot de claims

⁷ Deltawind, bijvoorbeeld, heeft 5 betaalde krachten in dienst die zorgen voor onderhoud, beheer en ontwikkeling van nieuwe projecten.

voor bij- en meestook in kolencentrales zullen zijn, en hoeveel budget er overblijft in de laatste fase.

Financiering. Dankzij de SDE+-subsidie kunnen coöperaties voor burgers een voldoende aantrekkelijk rendement bieden om hen te verleiden via crowdfunding in wind- en zonprojecten te participeren. Coöperaties hebben daarbij waarschijnlijk een grotere ‘gunfactor’ dan commerciële partijen. Voor het in stand houden van crowdfunding als financieringsbron is het wel zaak dat de beloofde rendementen daadwerkelijk worden gerealiseerd. Bij echt grote projecten zullen energiecoöperaties naast een banklening meestal ook achtergestelde leningen met externe financiers moeten afsluiten. Vanwege de hoge rentelasten voor achtergestelde leningen hebben coöperaties hogere kosten dan projectontwikkelaars met veel eigen vermogen.

Draagvlak. Voor het creëren van draagvlak voor windprojecten – en mogelijk op termijn ook voor grondgebonden zonneparken – lijkt een noodzakelijke voorwaarde te zijn dat de omwonenden financieel meeprofiteren. Het steekt als alleen de grondeigenaar de lusten heeft en de omwonenden alleen de lasten. Aangezien de meeste coöperaties expliciet als doelstelling hebben om revenuen ten goede te laten komen aan de lokale gemeenschap zijn zij op papier een geëigende partij om het lokale draagvlak te bevorderen. In de praktijk blijkt het echter geen vanzelfsprekendheid te zijn dat energiecoöperaties daardoor op meer goodwill kunnen rekenen. Soms is het tegendeel het geval. Mede vanwege het (vooralsnog) grotere draagvlak richten veel coöperaties zich liever op zon-PV dan op wind. Dit heeft wel als nadeel dat zonneparken per kilowattuur aanzienlijk meer subsidie nodig hebben, en er een veel groter oppervlak nodig is om dezelfde stroomopbrengst te krijgen dan bij wind.⁸

Continuïteit en professionaliteit. We hebben laten zien dat het jaren duurt om langs organische weg en op eigen kracht tot een organisatie met voldoende continuïteit en professionaliteit uit te groeien, en dat veel jonge coöperaties die zon- of windprojecten willen realiseren daarom samenwerkingsverbanden aangaan met professionele c.q. commerciële partijen. Daarbij is een relevante vraag in hoeverre de coöperatieve doelstelling om de lokale economie te versterken in gevaar komt. Commercieel opererende partijen zullen de revenuen vooral aan hun aandeelhouders uitkeren. Het is voor coöperaties de kunst om het optimale compromis te vinden tussen professionele slagkracht en de coöperatieve missie.

Samenvattend. Alles overziend kan de voorzichtige conclusie zijn dat de condities voor energiecoöperaties gunstig genoeg zijn om op termijn een groter aandeel in de hernieuwbare elektriciteitsopwekking te krijgen dan nu het geval is. Of het in

⁸ Om de stroomproductie van een windmolen van 1 megawatt te vervangen door productie met zonnepanelen, is een zonnepark van ruim 4 hectare nodig.

Duitsland gerealiseerde aandeel van bijna 10% in Nederland binnen bereik ligt is echter de vraag, vooral omdat de financiële ondersteuning voor zon en wind in Duitsland tot voor kort ruimer was dan in Nederland. Wel is duidelijk dat substantiële aandelen alleen verwezenlijkt kunnen worden als coöperaties bereid zijn om hetzij uit te groeien tot professionele organisaties met betaalde krachten, hetzij samen te werken met professionele c.q. commerciële partijen. Alleen dan zullen ze in staat zijn kostbare productie-installaties te realiseren en te beheren. Energiecoöperaties die puur met vrijwilligers en onafhankelijk van andere partijen willen blijven werken kunnen zich beter blijven richten op de in de inleiding genoemde dienstverlenende activiteiten, zoals het organiseren van collectieve inkoopacties van zonnepanelen en van wijkacties rond energiebesparing en/of het doorleveren van energie.

Auteurs

Hans Elzenga (hans.elzenga@pbl.nl) is als wetenschappelijk onderzoeker werkzaam bij de sector Klimaat, Lucht en Energie van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Anne Marieke Schwencke (annemschwencke@asiseach.nl) is zelfstandig energieonderzoeker en eigenaar van As I-search.\

Literatuur

- Boontje, Ph., 2014, Leren van Duitse energiecoöperaties, *Energie+*, maart 2014.
- ECN, 2014, Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015, S.M. Lensink (ed.) en C.L. van Zuijlen (ed.).
- Elzenga, H.E. en A.M. Schwencke, 2014, Energiecoöperaties: ambities, handelingsperspectief en interactie met gemeenten; de energieke samenleving in praktijk, PBL en Asi-Search.
- NOS, 2015, <http://nos.nl/artikel/2028486-steeds-meer-grote-zonneparken-op-de-grond.html>, d.d. 4 april 2015.
- TrendResearch, 2013, Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland, Trendresearch in samenwerking met Leuphana Universität Lüneburg.
- Zwang, J.W., 2015, Energieproductie is geen hobby, *Energie+*, maart 2015.

Beleid voor innovaties in de elektriciteitssector

Annelies Huygen

De elektriciteitssector is in snelle transitie. Het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare, fluctuerende bronnen groeit hard. Met nieuwe technologieën kan dit efficiënt ingepast worden. Bovendien kunnen consumenten en kleinverbruikers nu actief participeren en een bijdrage leveren aan de verduurzaming. Deze vernieuwingen worden niet optimaal ondersteund door het huidige beleid. Verruiming van wet- en regelgeving is nodig om ruim baan te geven aan nieuwe diensten en nieuwe dienstverleners. Dat bevordert een robuuste overgang naar een hernieuwbare toekomst. Het geeft bovendien kansen aan nieuwe bedrijvigheid in Nederland.

1 Inleiding

De elektriciteitssector is in een periode van snelle verandering. Steeds meer elektriciteit is afkomstig van hernieuwbare bronnen, zoals zon en wind. Kleinverbruikers, die vroeger passief waren, kunnen nu zelf produceren en actief handelen op verschillende markten. Tenslotte maken nieuwe ICT-technologieën op het gebied van meten, afrekenen en aansturen van apparaten allerlei nieuwe diensten mogelijk. Deze ontwikkelingen ondersteunen de energietransitie, omdat ze kunnen zorgen voor een efficiënte inpassing van hernieuwbare elektriciteit uit fluctuerende bronnen. Ze werden niet voorzien toen de Elektriciteitswet 1998 tot stand kwam. Het systeem is er niet op ingericht. Deze bijdrage brengt de vernieuwingen in kaart en gaat vervolgens na of ze onder het huidige beleid ook geïntroduceerd kunnen worden. Indien dat niet het geval is, worden nieuwe beleidsinstrumenten voorgesteld.

De bijdrage is als volgt opgebouwd. Eerst worden de innovaties besproken. Vervolgens gaat de bijdrage globaal in op de redenen van overheidsingrijpen op de elektriciteitsmarkt. Dan wordt nagegaan of de elektriciteitsmarkt voldoet aan de voorwaarden waaronder een markt goed werkt. Bekeken wordt of verbeteringen mogelijk zijn. Vervolgens komen de publieke belangen aan de orde: marktfalen en andere publieke belangen. Ten slotte volgen de conclusies en de aanbevelingen.

2 Vernieuwingen in de elektriciteitsmarkt

Sinds 1998, toen de huidige Elektriciteitswet tot stand kwam, vinden grote veranderingen plaats in de elektriciteitssector. Deze stellen het systeem enerzijds voor uitdagingen. Anderzijds bieden ze kansen voor nieuwe bedrijvigheid en nieuwe diensten.

Allereerst is er de wens om te verduurzamen. Volgens het Energie-akkoord, dat in september 2013 onder leiding van de SER werd gesloten, moet het percentage hernieuwbare energie in 2020 gegroeid zijn tot 14% en in 2023 tot 16%. In 2013 was dat nog 4%. Vooral voor de elektriciteitssector zijn de gevolgen groot. Het aandeel hernieuwbare elektriciteit stijgt van 10% (van het verbruik) in 2012 tot meer dan 35% in 2020 en mogelijk tot 40-50% in 2023. Hernieuwbare elektriciteit is voor het grootste deel afkomstig uit zon en wind. Een kenmerk daarvan is dat het aanbod fluctueert in de tijd en nauwelijks beïnvloedbaar is. De inpassing stelt het systeem voor grote uitdagingen. Traditioneel is de voorziening vraaggestuurd, waarbij grote centrales meer produceren als de vraag stijgt en minder als deze daalt. Dit verandert als steeds meer elektriciteit afkomstig is uit hernieuwbare bronnen. Deze kunnen de vraag niet volgen omdat zij produceren als de natuurlijke omstandigheden het toelaten. De flexibiliteit moet dan anders worden gerealiseerd.

Onder flexibiliteit wordt in deze bijdrage verstaan de mogelijkheid van aanbieders of vragers om snel te reageren op de marktomstandigheden en om extra of juist minder elektriciteit aan te bieden of te vragen, dan wel elektriciteit op te slaan of uit de opslag te halen. Bij flexibiliteit is de dimensie tijd belangrijk; elektriciteit wordt op verschillende markten verhandeld. Flexibiliteit kan onmiddellijk nodig zijn (frequentieregeling), binnen een kwartier (regelvermogen/ noodvermogen), binnen een uur (onbalansmarkt), een dag tevoren (*day-ahead*- en *intra-day*-markt), of over een nog langere periode (seizoensopslag). Om de betrouwbaarheid van de voorziening te garanderen, ook als er veel elektriciteit afkomstig is van wind en zon, dient het systeem de beschikbaarheid van flexibiliteit zoveel mogelijk te ondersteunen.

Zoals opgemerkt leveren kolen- en gascentrales nu flexibiliteit. Grote afnemers, zoals de industrie en de tuinbouw, leveren ook flexibiliteit met warmtekrachtcentrales of door hun vraag aan te passen. Er zijn vele andere mogelijkheden om flexibiliteit te leveren, zoals met koelhuizen, datacenters, grote kantoor- en winkelpanden en/of het midden- en kleinbedrijf. Dit gebeurt nog niet zo vaak. Omdat de elektriciteitsprijzen (nog) niet erg fluctueren, kan er (nog) niet mee verdiend worden. Door de manier waarop de elektriciteitssector georganiseerd is, kunnen kleinverbruikers en hun leveranciers bovendien geen vergoeding krijgen voor het leveren van flexibiliteit. Als deze opties ontsloten worden, zullen minder overschotten of tekorten ontstaan als het aandeel hernieuwbare elektriciteit sterk is toegenomen.

Een andere vernieuwing zijn nieuwe technologieën die ervoor zorgen dat het prijsmechanisme beter kan werken en dat vraag en aanbod beter en vooral ook sneller op elkaar aangepast kunnen worden. De kosten van slimme meters en

sensoren zijn zo gedaald dat iedereen, ook kleine consumenten, van deze ICT voorzien kan worden. Deze kunnen prijssignalen doorgeven en al dan niet op grond van deze informatie apparaten aansturen, zoals warmtepompen, koelinstallaties, datacenters, airconditioning of het opladen van auto's. Dit levert een bijdrage aan de efficiëntie en verduurzaming van de sector. Hiermee kunnen nieuwe businessmodellen ontstaan. Een voorbeeld daarvan is het ESCO (energy service company)-model, waarbij elektriciteit niet langer een product is, maar waarbij gebruikers een contract afsluiten voor totale dienstverlening op het gebied van verwarming, koeling en warm water. Zo kan een exploitant van een zwembad de energievoorziening in zijn geheel uitbesteden. De dienstverlener installeert de installaties, zoals zonnepanelen, warmtepompen, airconditioning, de zwembadverwarming en de bijbehorende ICT en beheert deze ook. Als er een vast maandelijks bedrag is overeengekomen, zal de dienstverlener alles in het werk stellen om de kosten zo laag mogelijk te houden. Een andere dienstverlener is een aggregator, die (reserve)capaciteit contracteert om te verhandelen op flexibiliteitsmarkten, zoals de onbalansmarkt of de markt voor noodvermogen. In de VS zijn aggregatoren actief die zich richten op elektrische auto's, airconditioning of zwembaden. Op momenten dat elektriciteitsprijzen heel laag of heel hoog zijn, kunnen zij de gecontracteerde capaciteit (aan de aanbod- of vraagzijde) inbrengen en daarmee handelen. Deze businessmodellen zijn in Nederland nog niet aantrekkelijk.

Elektriciteitsproductie op kleine schaal, bij de kleinverbruikers, is ook pas sinds kort rendabel. Toen de Elektriciteitswet in 1998 werd ingevoerd, was daar nog geen sprake van. Nu wordt er steeds meer lokaal geproduceerd met zonnepanelen of zonneboilers en ook biogas kan lokaal worden ingevoerd. Kleinverbruikers kunnen, mede door nieuwe ICT-technieken, actief participeren in de markt. Zij kunnen nu zelf produceren en handelen. Veel kleinverbruikers willen in collectieven zelf hun energievoorziening ter hand nemen (Hajer 2011; Elzenga 2014; Elzenga en Schwencke 2015, in dit nummer: p. 52-61). Ze kunnen gezamenlijk investeren in een windmolen elders in het land. Maar ze kunnen ook in de wijk zonnepanelen installeren en elektriciteit delen. Soms wensen zij dat de straat of de wijk energieneutraal wordt. Of ze willen zelfs autarkisch zijn.

Nieuwe technieken zorgen er ook voor dat beheerders van distributienetten actiever kunnen worden. Dan hoeven zij niet langer louter passief alle transporten te verzorgen die worden gevraagd. Maatschappelijk gezien hoeft dit niet optimaal te zijn. Soms moeten netwerken worden verzwakt, terwijl er maar sporadisch, in spitsuren, gebruik van wordt gemaakt. Het is dan goedkoper om het aanbod of de vraag naar elektriciteit te beïnvloeden, zodat de bestaande capaciteit voldoende is. Technisch is deze beïnvloeding mogelijk.

Het reguleringssysteem moet aangepast worden om alle vernieuwingen ruim baan te geven. Het uitbuiten van de nieuwe mogelijkheden vergemakkelijkt de inpassing van hernieuwbare elektriciteit en ondersteunt actieve participatie van kleinverbruikers. Bovendien kan het een impuls geven aan nieuwe ICT-

toepassingen, nieuwe businessmodellen en nieuwe producten, die later ook internationaal op de markt gebracht kunnen worden.

3 Mededinging en economische doelen van regulering

Het centrale doel van regulering van de elektriciteitssector is het garanderen van een betaalbare, hernieuwbare en betrouwbare energievoorziening. Dit doel is door de jaren heen ongewijzigd gebleven, de wijze waarop het wordt nagestreefd, verandert. Tot eind vorige eeuw was centrale planning het instrument waarmee het werd nagestreefd. De overheid bepaalde direct of indirect de investeringen en de prijzen in de sector. In 1998 werd dit vervangen door mededinging in de productie en de levering van elektriciteit. Dit werd ook voorgeschreven door de EU in de eerste Elektriciteitsrichtlijn van 2003 (2003/54/EG). Mededinging houdt in dat marktpartijen beslissen over de investeringen. De prijzen zijn het resultaat van vraag en aanbod.

Mededinging is ingevoerd vanuit de overtuiging dat marktpartijen - beter dan overheden - in staat zijn om de juiste afwegingen te maken en om te zorgen voor een maximale welvaart. Dat geldt zeker als er snelle technologische vooruitgang is, zoals in de elektriciteitssector. Overheidsingrijpen loopt dan snel achter de werkelijkheid aan. Bovendien bevordert mededinging de interne Europese elektriciteitsmarkt. Deze komt niet tot stand als ieder land zijn eigen planning heeft.

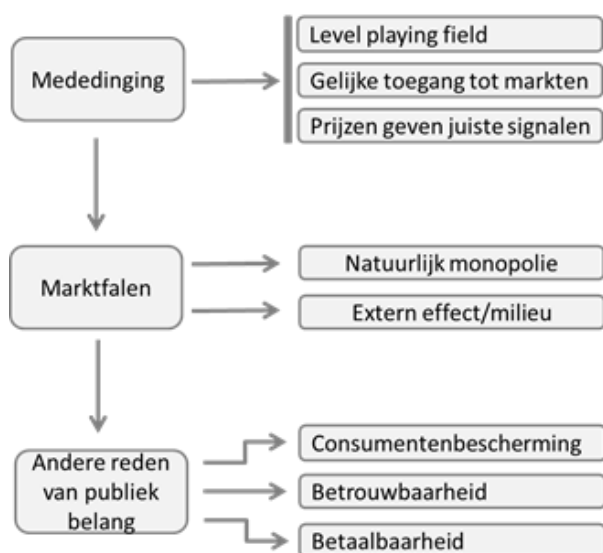
Ook in een markt met mededinging stuurt de overheid meestal bij. De redenen van ingrijpen worden publieke belangen genoemd. Er is sprake van marktfalen als vrije mededinging niet tot een efficiënte oplossing kan komen. Dit is bijvoorbeeld het geval bij milieuverontreiniging. Omdat de kosten van verontreiniging - zonder aanvullend overheidsingrijpen - terecht komen bij anderen dan de veroorzakers, zal vrije mededinging nooit tot een efficiënt resultaat kunnen leiden. Andere publieke belangen zijn het gevolg van het publieke proces. De overheid meent dan dat de resultaten van de markt niet optimaal zijn en stuurt deze bij, bijvoorbeeld om de consument te beschermen.

Baarsma en De Nooij (2006) geven een overzicht van publieke belangen in de elektriciteitssector. Zoals zij aangeven, is het wenselijk om bij de analyse voor overheidsingrijpen eerst uit te gaan van een ongestoorde werking van de markt. Vervolgens dient bekeken te worden of de resultaten daarvan optimaal zijn. Is dat niet het geval, dan kunnen maatregelen ontworpen worden. Dit is ook de aanpak van deze bijdrage.

Als de maatregelen in de rede liggen, is het goed om na te gaan of de voordelen van de maatregelen groter zijn dan de (potentiële) nadelen. Een van deze nadelen is overheidsfalen. Dat is bijvoorbeeld het geval als de doelen die de overheid stelt met de maatregel niet behaald worden, of, erger nog, wanneer de maatregel perverse effecten heeft. Juist in de elektriciteitssector kan dat voorkomen. Vanwege de snelle technologische vernieuwingen kunnen maatregelen al snel verouderd of

achterhaald raken. Als ze dan toch blijven voortbestaan, remmen ze de ontwikkeling. Maar als de overheid maatregelen vaak verandert of bijstelt, worden investeerders afgeschrikt, hetgeen ook onwenselijk is.

Figuur 1 Mededinging en publieke belangen



Figuur 1 geeft een overzicht van de publieke belangen die in deze bijdrage worden besproken. Uitgangspunt is dat de mededinging voldoet aan de voorwaarden die daaraan gesteld worden. Vervolgens komt marktfalen aan bod en ten slotte andere publieke belangen.

4 Mededinging als uitgangspunt

Mededinging in de productie en de levering werd in 1998 ingevoerd. Mededinging leidt alleen tot efficiënte resultaten als de markt voldoet aan een aantal voorwaarden, te weten een groot aantal aanbieders, een groot aantal vragers, vrije toe- en uittreding, een homogeen goed, een *level playing field* (waarbij alle partijen op de markt dezelfde kansen hebben) en vrije prijsvorming (waarbij de prijzen op ieder moment de juiste prikkels geven). Voorts dient de markt transparant te zijn, waarbij alle partijen kunnen beschikken over dezelfde informatie.

Bij al deze voorwaarden zijn er knelpunten in de elektriciteitssector. Deze bijdrage gaat in op de vrije toetreding, een *level playing field* en prijzen die de juiste prikkels geven. Juist op deze drie punten knelt het huidige systeem en verhindert het vernieuwingen.

Vrije toetreding houdt in dat alle partijen zaken kunnen doen op de markt. In de elektriciteitsmarkt is dit extra belangrijk, omdat het aanbod geconcentreerd is. Een

relatief klein aantal grote partijen domineert de productie en de handel. Meer partijen op de markt bevordert de concurrentie. Dit is vooral belangrijk op momenten dat elektriciteit schaars is bij pieken in de vraag, terwijl er geen wind en zon is. De prijzen zouden dan sterk kunnen stijgen. Hoe meer partijen er op een dergelijk moment op de markt zijn en hoe meer flexibiliteit dan aanwezig is (aanbod, vraag, opslag) des te beter de markt dan kan functioneren en des te lager de prijzen kunnen blijven.

Het systeem is op dit moment vooral ingericht op participatie door grote partijen. Deze hebben meer mogelijkheden om te handelen dan kleinverbruikers. Hierdoor is er geen *level playing field* (Hakvoort en Huygen 2012). In het systeem kunnen grootverbruikers meer dan één leverancier hebben in één tijdperiode. Als ze zelf produceren, kunnen ze die elektriciteit verkopen aan wie zij wensen. Ze kunnen - al dan niet direct - inkopen of verkopen op alle verschillende elektriciteitsmarkten, zoals de *day-ahead*-markt, de onbalansmarkt of de markt voor noodvermogen. Zo kunnen grootverbruikers profiteren van de prijsverschillen op deze markten.

Deze mogelijkheden staan niet open voor kleinverbruikers. Leveranciers bieden kleinverbruikers momenteel alleen contracten aan met vaste prijzen of met dag/nacht tarieven. Dat zij geen contracten aanbieden met variabele prijzen, heeft te maken met het systeem van afrekenen. Kleinverbruikers worden geacht (in de tijd) te verbruiken volgens standaardprofielen, die gebaseerd zijn op het gemiddelde tijdschema van verbruik van alle kleinverbruikers. Hierop worden hun leveranciers bij de inkoop afgerekend. Ze hebben daarom geen belang bij het aanbieden van variabele prijzen, zodat hun afnemers gestimuleerd worden de vraag of het aanbod in de tijd verschuiven. Kleinverbruikers krijgen zo geen prikkels om flexibiliteit te leveren met hun warmtepompen, elektrische auto's of airconditioning. Hun (vaste) prijzen geven niet de juiste signalen. Allerlei denkbare diensten en businessmodellen, bijvoorbeeld voor aggregatoren of voor ESCOs, zijn hierdoor niet levensvatbaar. Vanuit het verleden, toen er geen slimme meters waren en geen betaalbare ICT om per tijdseenheid af te rekenen of apparaten aan te sturen, is dit systeem te begrijpen. Maar nu de technologische mogelijkheden er zijn dienen kleinverbruikers in staat gesteld te worden om, direct of indirect, mee te doen aan alle markten. Hiertoe dienen kleinverbruikers met een slimme meter, indien zij dat wensen, uit de profielen gehaald te worden, zodat zij met hun leveranciers andere prijschema's kunnen overeenkomen.

Een andere belemmering tot toetreding vormt de verplichting van kleinverbruikers om per tijdperiode één leverancier tegelijk te hebben. Zij kunnen niet tegelijkertijd elektriciteit betrekken van een windmolen, waarin zij geïnvesteerd hebben, en van een leverancier naar keuze voor de rest. Ze kunnen evenmin gebruik maken van een aggregator, naast hun leverancier, die bijvoorbeeld hun warmtepomp en het opladen van de auto kan aansturen. Ook kunnen zij niet elektriciteit betrekken van hun energiecollectief en daarnaast een leverancier kiezen voor de rest. De mogelijkheid om meer dan één leverancier te hebben, kan ervoor zorgen dat zich nieuwe diensten ontwikkelen. Dit betekent dat de wetgeving moet veranderen. Zo

zijn leveranciers op dit moment verplicht om bij kleinverbruikers de kosten van het netwerk te innen ten behoeve van de netbeheerder (leveranciersmodel). Dat moet dan zodanig worden geregeld dat kleinverbruikers deze kosten maar één keer betalen.

Kleinverbruikers kunnen de elektriciteit die zij produceren niet verkopen aan wie zij wensen. De wetgever bepaalt dat leveranciers bij het opnemen van de meter de productie van kleinverbruikers salderen met hun gebruik. Dit houdt in dat hun eigen productie achter de meter wordt afgetrokken van hun consumptie. Aan het eind van het jaar betalen zij het saldo (consumptie minus eigen productie). Als kleinverbruikers meer produceren dan hun consumptie en het saldo dus negatief is, dan krijgen ze van hun leverancier een redelijke vergoeding voor het overschot. Het salderen is voor kleinverbruikers voordelig omdat zij hun leverancier als het ware gebruiken als opslagfaciliteit. Een extra voordeel is dat zij geen energiebelasting betalen over deze inname van elektriciteit. Salderen is goed te begrijpen vanuit de situatie dat afnemers geen meters hebben die productie en verbruik per tijdseenheid aangeven. Analoge meters salderen meestal vanzelf.

Nu gebruikers wel slimme meters krijgen, is salderen inefficiënt. Ze hebben hierdoor geen prikkels om flexibiliteit te leveren, bijvoorbeeld door eigen zonne-energie ook zelf meteen te gebruiken. Hierdoor ontstaan er minder overschotten op de markt bij veel zon. Inmiddels wordt er gediscussieerd over afschaffing van het salderen om de flexibiliteit te bevorderen. Vanuit het oogpunt van mededinging is dit te rechtvaardigen als kleinverbruikers vrije toegang hebben tot alle markten en kunnen handelen met wie zij wensen. Dan worden ze niet afhankelijk van één leverancier. Kleinverbruikers zijn dan in dezelfde positie gebracht als grootverbruikers.

Het toelaten van alle marktpartijen, inclusief kleinverbruikers, tot alle markten, keuzevrijheid voor een of meer leveranciers en toepassing van het prijsmechanisme bij alle partijen die daarvoor kiezen, zijn instrumenten om de markten beter te laten functioneren en om de noodzakelijke flexibiliteit beschikbaar te maken. Dat deze instrumenten nu niet beschikbaar zijn, is te verklaren uit het verleden.

Een goede werking van de markt zal ervoor zorgen dat de beslissingen van marktpartijen op de korte en de lange termijn efficiënt zijn. Hoe de elektriciteitssector er in 2040 of in 2050 uit zal zien, is niet te voorspellen. De technologische ontwikkelingen kunnen snel gaan. Als kleinverbruikers volop participeren, zal de markt er in 2040 geheel anders uitzien dan wanneer zij dat niet doen. Het verleden is niet maatgevend voor de toekomst. Ook experimenten geven maar beperkt uitsluitsel omdat deze meestal werken met de prijzen van nu, de technieken van nu en de diensten van nu. Innovaties volgen zelden het vooruit bedachte pad. Toen de personal computer en de mobiele telefoon op de markt kwamen, werd gedacht dat weinig consumenten deze zouden aanschaffen. Andere uitvindingen mislukken, terwijl ze er veelbelovend uitzien.

Ondanks de snelle ontwikkelingen zit planning nog steeds als het ware in de genen van de sector. Dat is voorstelbaar: de investeringen, bijvoorbeeld in de netwerken, moeten vaak dertig jaar of meer meegaan. Vaak wordt de toekomst, bijvoorbeeld in 2040, beschreven aan de hand van de prijzen van nu en de technolo-

gieën van nu aan de hand van trends uit het recente verleden. Maar zowel prijzen als technologieën veranderen snel. Dat Nederlandse gascentrales maar weinig produceren omdat kolen zo goedkoop zijn, werd vijf jaar geleden niet voorspeld. De Duitse *Energiewende* werd kort geleden ook niet voorzien evenmin als de schaliegasrevolutie en de gevolgen daarvan. De beste manier om met de onzekerheid om te gaan is zorgen voor een flexibel systeem waarbij alle partijen in staat gesteld worden om te reageren op nieuwe omstandigheden.

Dat het moeilijk is om het idee van planning los te laten, is ook op Europees niveau zichtbaar, bijvoorbeeld bij de technologische SET-plannen. In deze plannen geeft de Europese Commissie precies aan welke duurzame technieken zich vanaf 2010 moeten ontwikkelen en welke percentages deze moeten uitmaken van de totale voorziening in 2020 (Europese Commissie 2013). Het voorschrijven van specifieke technieken staat echter op gespannen voet met de beginselen van de vrije markt, waarbij partijen vrij zijn om te investeren of niet.

5 Marktfalen: monopolie en externe effecten

Een markt waarin de mededinging goed werkt leidt toch niet altijd tot efficiënte resultaten. Als er sprake is van marktfalen zijn de resultaten per definitie inefficiënt en is overheidsingrijpen noodzakelijk. Marktfalen houdt in dat er als het ware inherente belemmeringen zijn in de markt die ervoor zorgen dat prijzen en kwaliteit niet optimaal zijn. Volgens Armstrong (1994) zijn er drie klassen van marktfalen: asymmetrische informatie, externe effecten en monopoliemacht. Baarsma en De Nooij (2006) beschrijven meer vormen van marktfalen, bijvoorbeeld ook het publieke goed. Teulings et al. (2003) noemen gecompliceerde externe effecten en meelifgedrag.

Deze bijdrage bespreekt twee vormen van marktfalen in de sector: het monopolie van het netbeheer en externe effecten, veroorzaakt door milieuverontreiniging. Juist op deze twee gebieden zijn aanpassingen in de regulering nodig om de vernieuwingen in de sector te ondersteunen.

Netwerk. Het netwerk van elektriciteit draagt de kenmerken van het natuurlijk monopolie: de kosten zijn het laagst als er maar één netwerk is. Mededinging werkt daarom niet. Bij een natuurlijk monopolie is toezicht nodig op de prijzen en de kwaliteit. In Nederland zijn de netwerken daarom in handen van de overheid en wordt het toezicht op de prijzen en de kwaliteit uitgevoerd door ACM.

Op het moment dat de Elektriciteitswet 1998 van kracht werd, vond productie vooral plaats aan het hoogspanningsnet. Vervolgens werd een groot deel van de elektriciteit vervoerd naar gebruikers aan het distributienetwerk. De distributienetbeheerders waren passief: zij moesten zorgen dat er voldoende capaciteit was om de elektriciteit te transporteren.

De omstandigheden zijn veranderd. Ook aan het distributienetwerk wordt nu geproduceerd. Daarnaast zal het gebruik van elektriciteit naar verwachting toene-

men vanwege de elektrificatie, zoals door toepassing van warmtepompen en elektrische auto's. Als deze apparaten allemaal tegelijk elektriciteit produceren of innemen, kan het netwerk op veel plaatsen overbelast raken. Met ICT is het mogelijk om de apparaten zodanig aan te sturen dat congestie wordt voorkomen en verzwaring van de netwerken uitgesteld of afgesteld kan worden. Dit kan bijvoorbeeld gestimuleerd worden met variabele tarieven (Huygen 2010). Variabele tarieven voor het gebruik van het netwerk dienen te worden onderscheiden van variabele tarieven voor de elektriciteit zelf. In het eerste geval is het doel het voorkomen van congestie, in het tweede geval gaat het om het op elkaar aanpassen van vraag en aanbod van elektriciteit. Prijsprikkels voor het gebruik van het netwerk en voor elektriciteit kunnen tegengesteld zijn, bijvoorbeeld als er congestie dreigt omdat alle elektrische auto's tegelijk opladen vanwege grote hoeveelheden goedkope elektriciteit uit zon en wind. ICT kan deze tegenstrijdige prikkels verwerken en zo tot een totaaltarief komen.

Ruester et al. (2013) beschrijven de wenselijke evolutie van distributienetbeheerder (DNO) tot distributiesysteembeheerder (DSO). Zij gaan ervan uit dat de DSOs een belangrijke rol innemen bij het ontwikkelen van hernieuwbare productie en duurzaam gebruik op lokaal niveau. Ze kunnen het ontstaan van nieuwe businessmodellen en nieuwe technologieën voor de verduurzaming aanjagen. Om dit te realiseren dienen de DSOs, via het reguleringsstelsel, gestimuleerd te worden om lokale hernieuwbare elektriciteit efficiënt in te passen in hun systemen. Daarnaast dienen zij de mogelijkheid te verkrijgen om gebruikers van het netwerk met variabele tarieven, afhankelijk van de belasting van het netwerk, te prikkelen rekening te houden met de kosten die deze veroorzaken. Ook zouden DSOs mogelijk nieuwe taken op zich moeten nemen, bijvoorbeeld op het gebied van ICT, van elektrisch vervoer of het verwerken van data.

Bezinning op de taken, die een DSO wel of niet mag uitoefenen, is nodig. Aan de ene kant kunnen DSOs een impuls geven aan de vernieuwingen. Tegelijkertijd is het onwenselijk dat DSOs taken op zich nemen die marktpartijen kunnen uitvoeren. Netbedrijven zijn in Nederland in overheidshanden. Als overheidsbedrijven, die specifieke taken met een publiek belang uitoefenen, de markt op gaan, kunnen zij de concurrentie vervalsen. Een duidelijke visie op de taken die in het maatschappelijk belang behoren bij de DSO en taken die door de markt uitgeoefend kunnen worden, is nodig. Nu de technologische ontwikkelingen zo snel gaan, is het lastig om de lijn heel scherp te trekken. De bewijslast van het publieke belang zou bij de DSOs moeten liggen.

De positie van de publieke netbeheerders kan in de toekomst onder druk komen doordat er alternatieven komen. In het verleden was iedereen die elektriciteit verbruikte afhankelijk van het publieke netwerk. Deze afhankelijkheid wordt minder. Aan de randen van het netwerk ontstaat concurrentie. Partijen, zoals grote industrieën, op bedrijventerreinen en ook in woonwijken, zijn steeds beter in staat om private netwerken te bouwen en te koppelen aan het publieke netwerk. Dit wordt ondersteund door Europese Elektriciteitsrichtlijn (2009/72/EG), die lidstaten verplicht om directe lijnen en gesloten distributiesystemen toe te staan. Hierdoor kun-

nen grote industrieën en ondernemingen op bedrijventerreinen eigen netwerken bouwen en aankoppelen aan het publieke netwerk. Binnen deze netwerken kunnen productie, transport en gebruik optimaal op elkaar worden afgestemd. De Europese richtlijn maakt het voor lidstaten ook mogelijk toestemming te verlenen voor initiatieven met consumenten, waarbij productie, gebruik en netbeheer lokaal geïntegreerd worden (art.26 lid 4). Deze bepaling is niet opgenomen in de Nederlandse wet. Wel geeft het Besluit experimenten decentrale duurzame elektriciteitsopwekking (Besluit Experimenten DDE) een mogelijkheid voor coöperaties en Verenigingen van Eigenaren om een ontheffing te vragen voor een aantal wettelijke bepalingen inzake het distributienet.

Als er steeds meer private netwerken komen, verliezen publieke netbeheerders marktaandeel. Daarnaast zijn er steeds meer gebouwen en woningen, die heel weinig elektriciteit gebruiken omdat ze energieneutraal zijn. Hierdoor kunnen de inkomsten van de netbeheerders eroderen.

Het netwerk is een collectief goed. De kosten worden gedragen door de samenleving. Bij de verdeling van de kosten over de verschillende gebruikersgroepen geldt het zogenaamde kostenveroorzakingsbeginsel. Dit beginsel is belangrijk om ervoor te zorgen dat de kosten worden betaald door degenen die deze veroorzaken. Het geeft gebruikers prikkels om de kosten van het netwerk zo laag mogelijk te houden. Tegelijkertijd zijn veel kosten verzonken: ze zijn in het verleden gemaakt en voor alle partijen gelijk. Het verdelen van die kosten heeft altijd een zekere willekeur. Op dit moment betalen producenten geen transportkosten. Grootverbruikers kunnen ook kortingen krijgen. Hierdoor worden de gezamenlijke kosten voor het overgrote deel doorbelast aan de kleinverbruikers. Consumenten betalen een capaciteitstarief dat onafhankelijk is van het daadwerkelijk gebruik. Iemand die extreem weinig gebruikt, betaalt even veel voor het transport als een normaal gezin. Incidenteel gebruik of zeer laag gebruik zal in de toekomst veel vaker voorkomen, door de opkomst van energieneutrale woningen en wijken. Als de kosten van een aansluiting in de ogen van die verbruikers hoger zijn dan het profijt, zullen zij naar methoden zoeken om zich geheel af te sluiten. Technisch is dat steeds beter mogelijk. Op dit moment is de ontwikkeling zichtbaar bij garages. Consuwijzer beveelt gebruikers van garages met een aparte aansluiting aan zich af te sluiten van het netwerk en naar een alternatief te zoeken omdat de transportkosten zo hoog zijn. Maar als deze partijen hun aansluiting opzeggen, betalen zij niet meer mee aan de gemeenschappelijke kosten en worden de kosten voor andere partijen hoger. Deze krijgen op hun beurt dan een prikkel om naar alternatieven voor aansluiting te zoeken. Maatschappelijk gezien lijkt dit niet optimaal. Het collectieve systeem heeft baat bij een verdeling van de tarieven die in de ogen van alle gebruikers proportioneel is. Als de tarieven variabel gemaakt worden, is dat een goed moment om het gehele tariefsysteem nog eens te bezien.

Milieuschade. Bij de productie van elektriciteit uit fossiele bronnen komen broeikasgassen vrij, die uiteindelijk leiden tot opwarming van de aarde (zie A. Hof et al. 2015, in dit nummer: p. 8-19; A. Hof 2015, in dit nummer: p. 20-34). De kosten

van opwarming komen terecht bij derden. Dit is een vorm van marktfalen. Hiervoor zijn tal van economische instrumenten beschikbaar: verhandelbare emissierechten, belastingen op de productie van fossiel of op de uitstoot van broeikasgasen, belastingen op het gebruik van energie. Er zijn ook allerlei subsidies, zoals de SDE+ en lokale subsidies, bijvoorbeeld op besparing of op zonnepanelen, en energiefondsen om investeringen in productie of besparingen tegen lage kosten te financieren. Vanuit economisch oogpunt is het niet optimaal om verschillende instrumenten (belastingen, subsidies) tegelijkertijd te gebruiken. De kans op extra marktverstoringen neemt dan toe. ETS, het emissiehandelssysteem binnen Europa, is vanuit economisch oogpunt een robuust systeem. Het zou goed werken als de prijs van een recht de verontreiniging, die met de uitstoot wordt veroorzaakt, weerspiegelt. Zover is het nog niet. Verdonk et al. (2013) analyseerden opties om te hervormen, en gingen de gevolgen na als meer emissies onder ETS gebracht zouden worden.

Deze paragraaf gaat in op de regulerende energiebelasting, omdat deze een direct effect lijkt te hebben op de ontwikkeling van nieuwe technologieën, zoals lokale productie en/of lokale voorzieningen. Deze belasting werd in 1996 ingevoerd als onderdeel van de ‘Wet belastingen op milieugrondslag’. Ze wordt geheven over het gebruik van energie. Aanvankelijk was het gebruik van hernieuwbare energie vrijgesteld, maar nu wordt ze geheven over alle gebruik. Dit betekent dat ook belasting betaald moet worden over het gebruik van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. Vanuit de opvatting dat externe effecten gecorrigeerd moeten worden en dat de productie van hernieuwbare elektriciteit gestimuleerd moet worden, is dat niet zinvol.

Dit gebruik wordt opgedeeld in vijf schijven, waarbij de belasting degressief is: hoe meer elektriciteit wordt gebruikt, des te minder wordt er betaald. Over de eerste schijf is de belasting ongeveer 11 cent per kWh (bijna het dubbele van de elektriciteitsprijs), in de tweede schijf is het ongeveer vier cent per kWh en in schijf 5, de laatste schijf, is het 0,0005 cent per kWh. De degressie is te verklaren uit de wens om grote gebruikers te beschermen, bijvoorbeeld omdat zij werkgelegenheid verschaffen. Kleinere gebruikers worden hierdoor op de markt op een achterstand gezet, omdat hun gemiddelde kosten hoger zijn dan die van grotere gebruikers. Dat kan op zijn beurt de groei van de economie belemmeren, omdat innovatie vaak van kleinere ondernemingen komt.

Over de energiebelasting is de afgelopen jaren intensief gediscussieerd. Het stelsel heeft in zijn uitwerking grote invloed op businessmodellen en op de manier waarop lokaal geproduceerd en gebruikt wordt. Daarbij spitst de discussie zich toe op de betaling van belasting over elektriciteit, die zelf geproduceerd is uit hernieuwbare bronnen.

Kleinverbruikers, die achter de eigen meter produceren, betalen de belasting niet, omdat er wordt gesaldeerd. Zij zijn belasting verschuldigd over hun netto-verbruik (bruto-verbruik minus productie). Dit ligt anders bij afnemers in een Vereniging van Eigenaren of afnemers, die verenigd zijn in een collectief en die bijvoorbeeld gezamenlijk zonnepanelen leggen op de lokale school of samen een

windmolen exploiteren. In die gevallen wordt de zelf-geproduceerde elektriciteit (meestal) ingevoed op een andere aansluiting, bijvoorbeeld de gemeenschappelijke aansluiting van de Vereniging van Eigenaren, de aansluiting van de school of de aansluiting van de windmolen. Als afnemers deze elektriciteit vervolgens zelf gebruiken, zijn zij wel energiebelasting verschuldigd. Hierdoor verhindert deze belasting de totstandkoming van allerlei nieuwe businessmodellen met lokale hernieuwbare elektriciteit. Het veroorzaakt rechtsongelijkheid tussen burgers, die zonnepanelen op eigen dak kunnen zetten, en andere burgers, die de zonnepanelen elders moeten plaatsen omdat ze geen (gunstig gelegen) eigen dak hebben.

Inmiddels is de overheid tegemoet gekomen aan kritiek op deze situatie met de regeling van zogenaamde postcoderoos. Volgens deze regeling komen leden van coöperaties en Verenigingen van Eigenaren in aanmerking voor een belastingkorting van 7,5 cent/kWh op hun gezamenlijk opgewekte hernieuwbare energie. Deze regeling geldt voor kleinverbruikers die samen eigenaar zijn van een productie-installatie en die in een zogenaamde postcoderoos rondom deze productie-installatie wonen.

De voortdurende commotie rond de regulerende energiebelasting roept de vraag op in hoeverre dit een effectief instrument is om de externe effecten van milieuverontreiniging te corrigeren. De belasting belemmert de aanleg van bepaalde kleinschalige, hernieuwbare productie-eenheden. De transactiekosten zijn hoog, gezien de omstandigheid dat er op alle niveau's en in alle gremia steeds weer intensieve discussies over deze belasting plaatsvinden. Daarnaast is het beleid instabiel: de overheid heeft nu al aangekondigd dat het salderen van energiebelasting afgeschaft zal worden, maar niemand weet wanneer dat plaatsvindt. Ook dat is nadelig voor businesscases. Marktfalen en overheidsfalen gaan hier hand in hand.

6 Andere publieke belangen

De andere publieke belangen die hier besproken worden, zijn consumentenbescherming, de zorg voor betrouwbaarheid en betaalbaarheid. In beginsel kunnen deze belangen - anders dan bij marktfalen - bij een markt met vrije mededinging voldoende geborgd zijn. De overheid kan echter om allerlei redenen menen dat extra ingrijpen noodzakelijk is.

Consumentenbescherming. Als de markt goed werkt en consumenten vrije keuze hebben, hoeven zij in beginsel niet extra beschermd te worden. Ze kunnen immers kiezen waar zij kopen en ervoor zorgen dat zij goede kwaliteit verkrijgen tegen lage prijzen.

In de energievoorziening zijn verschillende redenen denkbaar waarom consumenten - ondanks de vrije markt en hun keuzemogelijkheden - toch beschermd moeten worden. Dit kan bijvoorbeeld zijn omdat de markt te ingewikkeld is of te geconcentreerd. Er zijn daarom maatregelen om de consument te beschermen zoals de leveringsvergunning voor leveranciers en het toezicht op de leveringsprijzen

door de ACM. Met betrekking tot de ontwikkeling van nieuwe technologieën vormen variabele prijzen een aandachtspunt. Flexibele tarieven voor energie en voor transport bevorderen het ontstaan van nieuwe diensten en de betaalbaarheid van de duurzame energievoorziening, omdat vraag en aanbod beter op elkaar aangepast kunnen worden. Zonder variabele prijzen kunnen consumenten niet participeren in de verschillende markten, kunnen zij geen flexibiliteit leveren en ook niet profiteren van prijsverschillen. Ze zijn dan duurder uit. Maar met variabele prijzen lopen ze ook een risico, namelijk dat zij al dan niet per ongeluk veel gebruiken op een moment dat het duur is, en dat zij dan veel geld kwijt zijn. Bovendien wordt het systeem ingewikkelder.

De verwachting is dat nieuwe dienstverleners, zoals ESCOs, op den duur overzichtelijke alles-in-één-pakketten zullen aanbieden aan afnemers. Maar er zal ook een periode zijn waarin van alles wordt uitgetoetst. Als de overheid de consumenten zou willen (blijven) beschermen, kan zij dat doen door eisen te stellen op het gebied van transparantie, zodat consumenten goed geïnformeerd worden over hun contracten. Daarnaast zou er een verplichting kunnen zijn voor leveranciers en netbeheerders om binnen hun portefeuille in ieder geval een contract te houden met vaste tarieven en om dat standaard (ook) aan te bieden. Afnemers die passief willen blijven kunnen dan terugvallen op dat contract. Het verbieden van flexibele prijzen om consumenten te beschermen werkt uiteindelijk nadelig voor hen uit, omdat zij dan meer betalen.

Betrouwbaarheid. Betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem is uitermate belangrijk. De economische schade is omvangrijk als de stroom uitvalt. In Nederland is de betrouwbaarheid van de voorziening hoog. In de centrale planning, tot 1998, werd ervoor gezorgd dat de productiecapaciteit steeds groter was dan de verwachte maximale vraag. Capaciteitstekorten konden hierdoor niet optreden. Nu is er een overgang naar een nieuw tijdperk waarin marktpartijen bepalen wanneer er wordt geïnvesteerd en in welke productiemiddelen. Bovendien zal het aanbod niet langer de vraag volgen, maar dienen vraag en aanbod op elkaar te reageren. In beginsel kunnen markten goed zorgen voor betrouwbaarheid. Het prijsmechanisme zorgt voor evenwicht tussen vraag en aanbod: als er weinig elektriciteit is, stijgen de prijzen. Hierdoor zal de vraag afnemen. Het omgekeerde gebeurt bij een overvloed aan elektriciteit. Een elektriciteitsmarkt die zo werkt, wordt *energy-only*-markt genoemd. Met deze term wordt aangeduid dat de handel plaatsvindt in energie (kWh) en niet in capaciteit (kW). Deze term is overigens versluisend. Niets staat marktpartijen in de weg om met elkaar contracten af te sluiten in kW. Als zij dat zouden wensen om de voorziening op de lange termijn te verzekeren, kunnen zij dat met elkaar afspreken.

In de literatuur wordt soms gesteld dat een *energy-only*-markt onvoldoende betrouwbaarheid levert. Volgens een aantal auteurs leiden deze markten tot capaciteitstekorten, waardoor storingen in de voorziening zullen optreden. Er worden twee soorten redenen genoemd voor onvoldoende capaciteit.

Cramton et al. (2014) betogen dat de *energy-only*-markt niet goed kan werken omdat de vraag inelastisch is, onder meer vanwege het ontbreken van slimme meters en van mogelijkheden voor consumenten om te reageren op prijsprikkels. Hierdoor zal de vraag groot blijven, ook al zijn de prijzen - als er geen wind en geen zon is - zeer hoog. Als vraag en aanbod niet op elkaar aangepast worden, volgt er uiteindelijk een storing, waardoor iedereen veel slechter af is.

Een andere reden voor voldoende productiecapaciteit is het zogenaamde *missing money* probleem (Henriot en Glachant 2014). Dit houdt in dat de opbrengsten van planbare, fossiele centrales steeds lager worden vanwege de grote hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit met marginale kosten die de nul benaderen. Hierdoor zijn de prijzen van elektriciteit vaak heel laag. Gecombineerd met de grote onzekerheden in de markt schrikt dit de exploitanten van fossiele centrales af. Zij bouwen geen nieuwe productiecapaciteit meer en nemen bestaande capaciteit uit de markt. Hierdoor ontstaan capaciteitstekorten in de pieken.

Beide redeneringen hebben zwaktes. Cramton et al. hebben gelijk dat de vraag op dit moment in hoge mate inelastisch is, zeker bij kleinverbruikers. Deze bijdrage beschrijft instrumenten om ervoor te zorgen dat de vraag van kleinverbruikers wel kan reageren op prijzen. De analyse van Cramton et al. onderstreept de noodzaak van het bevorderen van flexibiliteit op alle markten. In hoeverre deze technieken in de praktijk werken en de vraag elastisch wordt, is op dit moment nog niet duidelijk. Dat zal ook weer afhangen van de ontwikkeling van de prijzen: hoe groter de prijsverschillen in pieken en dalen, des te meer wordt er geïnvesteerd in technieken om de flexibiliteit te vergroten. Vraagsturing kan plaatsvinden bij allerlei groepen afnemers, zoals koelhuisen, datacenters, kantoorgebouwen, midden- en kleinbedrijf en bij kleine consumenten. Ook bij grootverbruikers kan de flexibiliteit verder toenemen. Op dit moment hebben veel grootverbruikers nog steeds stroomcontracten met vaste prijzen. Een inschatting maken van de toekomstige elasticiteit van de vraag is daarom niet goed mogelijk.

Dat de (gemiddelde) elektriciteitsprijzen alleen maar zullen dalen door de toename van hernieuwbare elektriciteit, zoals de analyse van *missing money* uitwijst, staat ook niet vast. Het ligt immers in de verwachting dat de prijzen in sommige perioden stijgen, namelijk als er geen of weinig wind en/of zon is. Elektriciteit is dan relatief schaars en de prijzen kunnen dan hoger worden dan op dit moment het geval is. Hierdoor stijgen de inkomsten van flexibele centrales. Mogelijk genereert dit voldoende inkomsten voor bestaande en nieuwe centrales. Hoe de prijsontwikkelingen precies zijn, valt op dit moment lastig te zeggen. Dat hangt onder meer af van de energieprijzen, zoals die van gas en van kolen, het aandeel hernieuwbare elektriciteit, de ontwikkeling van vraagsturing en de prijzen van opslag.

Om mogelijke capaciteitstekorten te voorkomen zijn in verschillende landen inmiddels speciale vergoedingen voor capaciteit (*Capacity Remuneration Mechanisms*) ingesteld (zie Notenboom en Ybema 2015, in dit nummer: p. 129-148). Het basisidee van een dergelijk mechanisme is dat de prijs wordt gemaximeerd op momenten van schaarste. Tegelijkertijd ontvangt een aantal centrales een vergoeding uit de collectieve middelen om op dergelijke momenten te produceren. COWI

(2013) geeft een overzicht van de capaciteitsmechanismen in Europa. Het zijn overheden die capaciteitsmechanismen instellen. De vraag kan gesteld worden of zij beter in staat zijn dan marktpartijen om toekomstige capaciteitstekorten in te schatten. Men zou verwachten dat private partijen het risico op tekorten aan stroom, of het risico op extreem hoge prijzen, niet willen nemen. Private partijen zijn, net als overheden, in staat om contracten te sluiten betreffende de beschikbaarheid van capaciteit. Een capaciteitsmechanisme verstoort de markt omdat het ingrijpt op de vrije prijsvorming. In veel gevallen belemmert het de innovatie omdat het voor kleinere partijen lastig is om mee te doen aan de procedures om de vergoeding te verkrijgen. Daarnaast worden prijsfluctuaties verminderd, hetgeen investeringen in nieuwe technologieën, zoals opslag, afremt. De vraag is of ook in Nederland een capaciteitsmechanisme ingevoerd zou moet worden (zie Koutstaal en Sijm 2015, in dit nummer: p. 35-51).

Betaalbaarheid. Betaalbaarheid is een uitdrukkelijk beleidsdoel van de overheid. Het is niet duidelijk wat daaronder wordt verstaan. Het kan betekenen dat de energievoorziening niet duurder mag zijn dan nodig, dat de tarieven voor kleinverbruikers redelijk zijn en dat er geen energie-armoede optreedt, of dat alle partijen redelijke prijzen hebben. Energieprijzen, met name die van fossiele energie, hangen af van de prijzen op de wereldmarkt en de internationale politieke situatie. Hierboven is het een en ander opgemerkt over prijzen voor kleinverbruikers. Deze zijn overigens relatief hoog: de belastingen (energiebelasting, waarover ook btw wordt geheven) op elektriciteit zijn twee keer zo hoog als de prijs van de elektriciteit zelf. De prijsverlagingen van energie, die de laatste jaren hebben plaatsgehad, zijn steeds teniet gedaan door verhogingen van belastingen. Deze hoge belastingen kunnen de flexibiliteit in de voorziening belemmeren: de voordelen die consumenten kunnen behalen met het verschuiven van de vraag vallen procentueel laag uit, omdat de belastingen het grootste deel van de energieprijis uitmaken en deze ongewijzigd blijft.

7 Conclusies en beleidsimplicaties

Er zijn allerlei nieuwe technologieën beschikbaar om de inpassing van hernieuwbare elektriciteit te bevorderen en de participatie van kleinverbruikers te ondersteunen. Sommige technieken zijn al ontwikkeld, andere technieken moeten nog uitgetoetst worden. Voor een deel van de nieuwe mogelijkheden is (nog) geen businessmodel omdat de regulering dit belemmert. Hierdoor hebben nieuwe dienstverleners weinig mogelijkheden de markt te betreden. Dat geldt in ieder geval voor een aantal nieuwe diensten voor kleinverbruikers (consumenten, kleine en middelgrote bedrijven, kantoorgebouwen).

Het is urgent dat de regulering wordt gewijzigd zodat de elektriciteitsvoorziening flexibel wordt gemaakt en de nieuwe diensten zich ontwikkelen. Als het systeem nu wordt ingericht om grote hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit te inte-

greren, zal de omschakeling soepeler verlopen. Bovendien wordt voldaan aan de wens van groepen kleinverbruikers om te participeren. Als Nederland sneller is dan andere landen dan kunnen ondernemingen, vooral in de ICT en aanverwante diensten, hiervan profiteren.

Daarnaast is bezinning noodzakelijk op de toekomstige rol van distributiebeprijven. Zij worden DSOs. Duidelijkheid is nodig over de wijze waarop zij deze rol kunnen invullen, ook naast TenneT. Zij kunnen vernieuwingen aanjagen. Tegelijkertijd mogen zij de concurrentie niet vervalsen. Het debat hierover is belangrijk. Dat zij nu “aan de randen” meer concurrentie krijgen is een uitdaging. Ook in dit opzicht is een visie op hun toekomstige rol noodzakelijk. Mogen of moeten zij volop de concurrentie aangaan met private netwerken, of moeten zij deze juist ondersteunen? Of worden DSOs lokaal uitvoerders, dan wel regisseurs van geïntegreerde voorzieningen?

Op dit moment ligt er een voorstel voor een nieuwe geïntegreerde Elektriciteits- en Gaswet bij de Tweede Kamer (STROOM, Wetsvoorstel 34199). De wijzigingen zoals in deze bijdrage besproken, zijn hierin niet opgenomen. Partijen, die willen innoveren moeten ook in de toekomst gebruik maken van de ontheffingsmogelijkheid van het Besluit experimenten decentrale duurzame elektriciteitsopwekking (Besluit Experimenten DDE). De reikwijdte van dit Besluit is beperkt. Er zijn duizenden, zo niet tienduizenden projecten denkbaar met anders ingerichte, flexibele voorzieningen: in straten, in woningblokken, met flats, in winkelstraten, met laadpalen, met warmtepompen of met airconditioning. De wet maximeert het aantal ontheffingen op 20 voor 2015: 10 grote experimenten en 10 projectnetten. Veel projecten zullen bovendien niet kunnen voldoen aan de gestelde voorwaarden. Bovendien is het aanvragen van een ontheffing omslachtig, vooral voor kleinere initiatieven.

Andere vernieuwingen kunnen niet met een wetswijziging geregeld worden maar vergen meer inspanningen. Dat geldt bijvoorbeeld voor de integrale verandering van tariefstructuren van de netbeheerders of voor de mogelijkheid van aggregators om de capaciteit van accu's van elektrische auto's of warmtepompen in te brengen op alle relevante elektriciteitsmarkten, inclusief de onbalansmarkt of de markt voor noodvermogen. Een actieplan is wenselijk waarin deze stappen worden beschreven en waarbij aangegeven wordt wanneer deze gezet kunnen zijn.

California ISO (2013), de systeembeheerder van Californië, heeft een dergelijk actieplan vastgesteld, samen met andere partijen. Grote, noodzakelijke wijzigingen in het systeem zijn uitgewerkt in concrete stappen met een tijdlijn. Bij een gedragen actieplan weten alle partijen waar ze aan toe zijn. Dat bevordert een efficiënte transitie naar een duurzame, betrouwbare elektriciteitsvoorziening.

Auteur

Annelies Huygen (annelies.huygen@tno.nl) is werkzaam als bijzonder hoogleraar ordening van energiemarkten bij de UvA en als onderzoeker bij TNO. Zij dankt

Pieter Boot, Bert Tieben en Paul Koutstaal voor hun zinvolle commentaar op een eerdere versie van dit artikel.

Literatuur

- Armstrong, M., S. Cowan en J. Vickers, 1994, Regulatory Reform: Economic analysis and British experience, Massachusetts Institute of Technology.
- Baarsma B. en M.de Nooij, 2006, Calculus van het publiek belang op de elektriciteitssector, SEO Economisch Onderzoek, Amsterdam.
- Cramton P., A. Ockenfels en S. Stoft, 2013, Capacity Market Fundamentals, *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 2(2).
- California ISO, 2013, demand response and energy efficiency roadmap, maximizing preferred resources.
- COWI, 2013, Capacity Mechanisms in individual markets within the IEM, DG ENER - DIRECTORATE B, Brussel.
- Elzenga H. en A.M. Schwenke, 2014, Energiecoöperaties: ambities, handelingsperspectief en interactie met gemeenten, Den Haag, PBL.
- Elzenga, H. en A.M. Schwenke, 2015, Condities voor een grotere rol van energiecoöperaties in hernieuwbare elektriciteitsopwekking, *TPEdigitaal*, vol. 9(2): 52-61).
- Europese Commissie, 2013, SET plan integrated roadmap, [COM\(2013\)253](#)
- Hajer, M., 2011, De energieke samenleving. Op zoek naar een sturingsfilosofie voor een schone economie, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving
- Hakvoort R. en A. Huygen, 2012, Sturen op het gebruik van lokale energienetten, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag.
- Henriot, A en J. Glachant, 2013, Melting-pots and salad bowls: The current debate on electricity market design for RES integration, European University Institute, Badia Fiesolana.
- Hof, A., 2015, Kosten en baten van klimaatbeleid. *TPEdigitaal*, vol. 8(2): 20-34..
- Hof, A. et al., 2015, De opgaven en kansen van Conference of Parties 2015 in Parijs, *TPEdigitaal*, vol. 9(2): 8-19.
- Huygen, A., 2010, De consument en de (on)vrije elektriciteitsmarkt in: S. Pront-van Bommel (red.), *De Consument en de andere kant van de elektriciteitsmarkt*, Centrum voor Energievraagstukken UvA.
- Koutstaal, P. en J. Sijm, 2015, De toekomsst van de elektriciteitsvoorziening bij toename van zon en wind, *TPEdigitaal*, vol. 9(2): 35-51.
- Notenboom, J. en R. Ybema, 2015,
- Ruester, S., I.Pérez-Arriaga, S. Schwenen, C. Batlle en J. Glachant, 2013, From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs, European University Institute, Badia Fiesolana.
- SER, 2013, Energieakkoord voor Duurzame groei, SER, Den Haag.
- Teulings, C.N., A.L. Bovenberg en H.P. van Dalen, 2003, *De calculus van het publieke belang*, kenniscentrum voor ordeningsvraagstukken Den Haag.
- Verdonk, M. et al., 2013, *Evaluation of policy options to reform the EU Emissions Trading System. Effects on carbon price, emissions and the economy*, The Hague: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency

De rol van gas in de Nederlandse energiehuishouding op de korte en lange termijn

Jeroen de Joode

In het Nederlandse energiesysteem heeft aardgas altijd een zeer belangrijke rol gespeeld. Na een daling de laatste jaren is de verwachting dat de rol van aardgas verder afneemt op middellange (2023 / 2030) en op de lange termijn (2050). Dit artikel schetst de verwachte ontwikkelingen in de rol van gas in de Nederlandse energietransitie. Daarbij wordt ook een breder begrip van de definitie van gas gehanteerd en wordt ingegaan op relevante ontwikkelingen aan zowel vraag- als aanbodzijde van de gasmarkt.

1 Achtergrond

Inleiding. Sinds de ontdekking van aardgas in Slochteren in 1959 heeft aardgas een grote rol gespeeld in de Nederlandse energiehuishouding. Een rol die echter aan het veranderen is. Dat komt enerzijds door veranderingen in de vraag en anderzijds door ontwikkelingen rond het aanbod van gas. De vraag verandert door beleid zoals energiebesparing, door de opkomst van hernieuwbare energie in de elektriciteitsopwekking en, in toenemende mate op de langere termijn, door het klimaatbeleid. Aan de aanbod kant spelen zaken een rol zoals aardbevingen bij de winning van aardgas in Groningen, voorzieningszekerheid in het licht van een toenemende afhankelijkheid van gas uit Rusland en de verdere integratie van de wereldmarkt door de ontwikkeling van LNG.

In dit artikel gaan we eerst in op de rol van aardgas nu en in de periode tot 2030, waarvoor duidelijke kwantitatieve verwachtingen beschikbaar zijn. Dan gaan we in op de keuzes aan aanbodzijde waarvoor Nederland zich gesteld ziet. Vervolgens behandelen we meer verkennend verschillende mogelijkheden van ontwikkelingen aan de vraagkant op langere termijn: welke rol zullen aardgas en gasvormige energiedragers dan blijven spelen? Het artikel trekt uiteindelijk drie conclusies.

Beschrijvende en normatieve analyses. Dit artikel gaat in op zowel de verwachte ontwikkelingen tot 2023/2030 als de waarschijnlijk noodzakelijke ontwikkelingen tot 2050. Voor de periode tot 2023/2030 is voor een aantal factoren al tamelijk goed in te schatten hoe deze zich zullen ontwikkelen. Naast marktfactoren

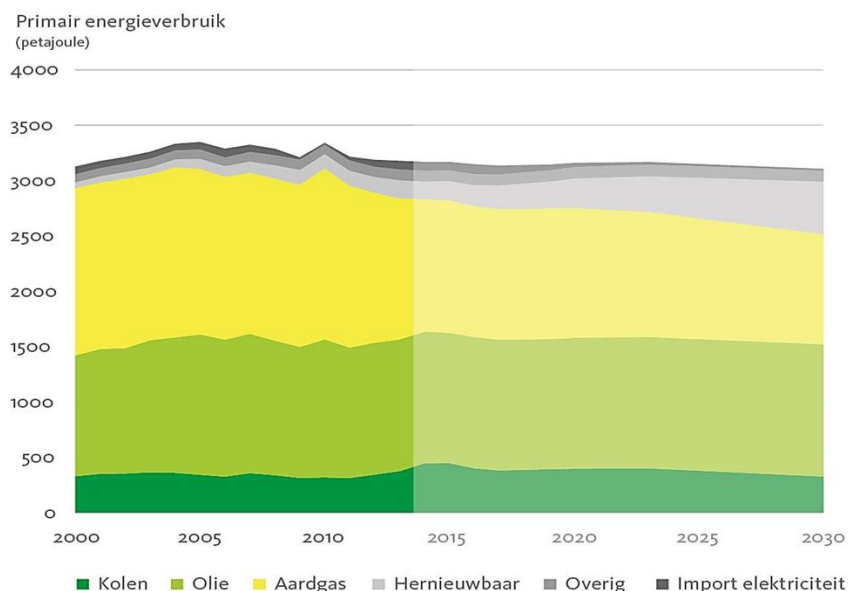
(bijvoorbeeld commodityprijzen) en technische beperkingen (zoals technische potentiëlen voor duurzame energiebronnen en de beschikbaarheid van resterende fossiele reserves) zijn de specifieke beleidsdoelen die op het terrein van klimaat en energie zijn of nog worden vastgesteld daarbij van belang. Zo zijn een aantal concrete doelen geformuleerd voor 2023 in het Energie Akkoord (EA) met betrekking tot energiebesparing, het aandeel hernieuwbare energie, en de reductie in broeikasgassen. Voor de lange termijn van 2050 geldt dat Nederland het EU doel van een CO₂-emissiereductie van 80 tot 95% heeft geaccepteerd (ten opzichte van het emissieniveau in 1990).

Voor 2050 zijn de onzekerheden vele malen groter. Inzichten ten aanzien van de positionering van gas zijn dan ook verkregen uit twee type analyses. De inzichten voor de periode tot 2030 zijn verkregen uit de Nationale Energie Verkenning 2014 (Hekkenberg en Verdonk 2014). Deze laat zien wat de ontwikkelingen zijn tot 2030, gegeven het huidige beleid en het voorgenomen beleid. Onzekerheden die een rol spelen in dit tijdsbestek zijn hierbij meegenomen middels bandbreedte-analyses. Voor 2050 zijn inzichten ontleend aan een aantal normatieve analyses voor het Nederlands energiesysteem met behulp van het optimalisatiemodel OPERA¹ (Daniëls et al. 2012; De Joode et al. 2014; Van der Welle et al. 2014). Dit model berekent welke mix van energietechnologieën leidt tot de vereiste CO₂-emissiereductiedoelstelling van het Nederlandse energiesysteem tegen de laagst mogelijke maatschappelijke kosten. Hierbij zijn onzekerheden meegenomen door het uitvoeren van een brede range aan scenario's waarin onzekere factoren met een waarschijnlijk significante impact zijn gevarieerd. Dit soort analyses levert niet zozeer heel specifieke blauwdrukken voor het energiesysteem van 2050, maar laat voornamelijk zien welke onderlinge afhankelijkheden, mechanismen en interacties een rol spelen.

2 Rol gas nu en op middellange termijn

Fossiele energiedragers zijn dominant in de Nederlandse energiemix (zie Figuur 1), waarbij aardgas rond de eeuwwisseling het grootste aandeel had. Recenter is echter olie weer de energiedrager met het grootste aandeel in het Nederlands primair energieverbruik. Niet zozeer vanwege een groei in olieconsumptie, maar meer vanwege een neergang in de vraag naar gas. In de NEV 2014 wordt geschat dat het aandeel van gas verder zal afnemen richting 2030, van circa 48% in 2000 naar 32% in 2030.

¹ OPERA staat voor *Option Portfolio for Emissions Reduction Assessment*.

Figuur 1 Ontwikkeling primair energieverbruik in Nederland

Bron: Hekkenberg en Verdonk, 2014.

Het primair gasverbruik in Nederland vindt plaats in de elektriciteits- en warmtevoorziening en in een aantal eindverbruikerssectoren. Hieronder volgt een schets van de ontwikkeling van deze sectoren als het gaat om de rol van gas.

Elektriciteitsvoorziening. Gas was lang de dominante primaire energiebron in de elektriciteitsmix middels verbranding in zowel grootschalige gasgestookte eenheden als warmte-kracht-koppeling (WKK) eenheden bij eindgebruikers. Sinds 2012 is het aandeel van gas in de elektriciteitsvoorziening echter sterk gedaald, van 54% in 2012 naar 36% in 2014. De neergang treft vooral de centrale gasgestookte elektriciteitsproductie eenheden (van 29% naar 16%), en in minder mate het decentraal WKK-opwekkingsvermogen (van 25% naar 21%). Aan deze ontwikkeling ligt een combinatie van factoren ten grondslag, zoals de recente toename van de kolencapaciteit in Nederland, de huidige lage kolenprijs, de hoge aardgasprijs, de lage prijs voor CO₂-emissierechten en de relatief lage elektriciteitsprijs in de afgelopen 2-3 jaar als gevolg van de economische recessie en de import van goedkope hernieuwbare elektriciteit uit Duitsland. De verwachting is dat het aandeel gas in de elektriciteitsmix verder zal afnemen, tot circa 25% in 2030 (Hekkenberg en Verdonk 2014). Dit aandeel zou dan in twee decennia zijn gehalveerd.

Deze verdere afname van het aandeel gas tot 2030 is erg waarschijnlijk, maar het precieze beeld is onzeker en hangt af van het verdienmodel voor gascentrales. Onder invloed van de stijging van hernieuwbare elektriciteit zal het jaarlijks aantal draaiuren van centrales verder afnemen. Het – al dan niet tijdelijk – uit productie

nemen van capaciteit kan eventueel soelaas bieden voor de gascentrales die nog operationeel zijn. Dit geldt bijvoorbeeld voor de sluiting van oude kolencentrales, zoals overeen is gekomen in het Energieakkoord. Een gunstig effect voor het verdienmodel zou de toename in de vraag naar specifieke vormen van flexibiliteit kunnen zijn als gevolg van het toenemend aandeel hernieuwbaar vermogen (met name wind) (ECN 2014). Andere factoren die het verdienmodel van gascentrales positief zouden kunnen beïnvloeden zijn prijsontwikkelingen in de CO₂-, kolen- of gasmarkt, die de prijsverhouding gunstiger zouden kunnen maken voor gascentrales.

Gebouwde omgeving. Ongeveer de helft van het huidige Nederlands gasverbruik vindt plaats in de gebouwde omgeving. Hieronder vallen huishoudens, diensten en de landbouwsector. De totale gasvraag vanuit deze sectoren zal in de periode tot 2030 verder afnemen. Een belangrijk gezamenlijk kenmerk voor de gasvraag in deze sectoren is dat de vraag sterk gedreven wordt door de warmtevraag en daarom een sterk seizoenspatroon laat zien met een sterke afhankelijkheid van de buitentemperatuur. Voor specifiek de diensten- en landbouwsector speelt ook de economische ontwikkeling mee als verklarende factor voor variatie in de gasvraag in de tijd.

De daling in het gasverbruik in de *huishoudelijke sector* is gaande sinds 1995 en zal in de toekomst doorzetten. Naar verwachting verbruikt een gemiddeld huishouden in 2030 nog slechts 1240 m³, terwijl dit in 1995 nog ruwweg het dubbele, 2200 m³ was. Ontwikkelingen die een bijdrage leveren aan deze afname zijn de installatie van Hr-ketels, de betere isolatie van bestaande woningen, het steeds energiezuiniger worden van nieuwe woningen, meer een- of tweepersoonshuishoudens, evenals een ander gedrag en leefstijl van huisbewoners waardoor het gasverbruik voor koken en warmtapwater is afgenomen. Voor de toekomst zullen energieprestatienormen een grotere rol spelen bij het invullen van de energiebehoefte in deze sector. Door recente (2015) en voorgenomen (2020) aanscherping van de energieprestatienorm voor bijvoorbeeld nieuwbouwwoningen moeten deze woningen vanaf 2020 nagenoeg energieneutraal zijn. Dit vereist een verdergaande woningisolatie en toepassing van elektrische warmtepompen, hybride ketels en zon-PV, waardoor het gemiddeld gasverbruik dus verder afneemt.

De behoefte aan gas in de *dienstensector* komt voort uit de warmtevraag. De vraag naar gas in deze sector is lang toegenomen maar is met de recente economische recessie afgenomen. Daarnaast dragen demografische ontwikkelingen bij aan de ingezette neergang in de vraag, zoals de vergrijzing, een kleinere beroepsbevolking en minder studenten in het onderwijs. Verder spelen trends als internetwinkelen, ‘het nieuwe werken’ en ouderen die langer thuis blijven wonen een rol in de afnemende ruimtebehoefte van de dienstensector.

Ook in de *landbouwsector* zal de vraag naar gas afnemen richting 2030. Gasgestookte ketels en WKK leveren het grootste deel van de energievraag in deze sector, maar de economische positie van deze eenheden is sterk verslechterd de laatste jaren. Hoewel de energievraag naar verwachting nog licht toe zal nemen in de peri-

ode tot 2030 zal dit waarschijnlijk in mindere mate met gasopties worden ingevuld. Het is waarschijnlijk dat niet alle bestaande WKK's zullen worden vervangen door nieuwe en binnen de sector ligt er in het bijzonder de ambitie om warmtevraag te verduurzamen door de inzet van geothermie. Toch zal gas – via de inzet van WKK – een belangrijke rol kunnen blijven spelen. In die gevallen waarbij de in bedrijf zijnde WKK tevens in de eigen vraag naar elektriciteit en / of CO₂ voorziet (ten behoeve van de teelt van gewassen) kan WKK een rendabele optie zijn. Verder kan WKK toch ook nog een rol spelen in een duurzame warmtevoorziening wanneer het elektriciteit levert voor warmte-koude opslagsystemen. Ten slotte heeft WKK in bijvoorbeeld de glastuinbouw nog een voordeel dat deze flexibel kan worden ingezet op de elektriciteitsmarkt wanneer warmtebuffers beschikbaar zijn.

Industrie. De industriesector is verantwoordelijk voor circa een derde van het Nederlandse gasverbruik op jaarbasis. De gasvraag komt voor het grootste deel voort uit de vraag naar warmte. Hierbij worden in belangrijke mate WKK-eenheden ingezet. Daarnaast wordt gas ook gebruikt als grondstof voor bijvoorbeeld de (petro)chemische industrie. Een belangrijk product dat gebruikt maakt van gas als grondstof is ammoniak voor verdere verwerking in kunstmest. Het gebruik van gas als grondstof in de industrie is in de periode 2000 – 2010 sterk gestegen, maar zal naar verwachting nog slechts licht verder stijgen tot 2030. De gasvraag voor warmtegebruik is echter juist gedaald, maar zal iets toe kunnen gaan nemen richting 2030. Ook de WKK in de industrie staat onder druk door ongunstige marktomstandigheden en verwacht wordt dat ook in de nabije toekomst WKK-eenheden zullen worden vervangen door gasgestookte ketels.

Transport. De laatste jaren neemt de gasvraag in de transportsector toe, maar het aandeel van gas in de sectorale energiemix is zeer gering. De verwachting is dat dit richting 2030 zal toenemen. De omvang en aard van de gasvraag in de transportsector verschilt van segment tot segment. Aardgas wordt toegepast in het openbaar vervoer (bussen), bij personenauto's (middels *compressed natural gas*, CNG), en in het vrachtverkeer en de scheepvaart (middels vloeibaar gemaakt aardgas, LNG). Verbetering van luchtkwaliteit is daarbij vaak een belangrijk argument.

3 Impact van aanbodzijde op rol gas in energietransitie

Naast de ontwikkelingen aan de vraagzijde van de gasmarkt hebben ook ontwikkelingen aan de aanbodzijde een mogelijk gevolg voor de rol van gas in het veranderende energiesysteem. Hieronder worden een aantal relevante aspecten aan de aanbodzijde besproken.

Het debat rond de maximale productiewaarden die momenteel gelden voor het Groningenveld en de verdere beperkende maatregelen die mogelijk moeten worden genomen voor de toekomst leiden ook tot discussies over de wenselijkheid van extra gasimporten. Aangezien Nederland momenteel nog een netto-exportpositie voor

gas geniet zijn grootschalige additionele importen nog niet vanzelfsprekend aan de orde. Maar het moment dat Nederland omschakelt naar een netto-importeurspositie komt snel dichterbij: de inschatting is dat dit spoedig na 2025 zal gebeuren.

Een alternatief is uiteraard om een eventueel afgedwongen reductie in eigen gasproductie te compenseren met een reductie in de gasvraag. Mogelijk liggen hier opties voor substitutie naar andere energiedragers maar de vraag is op welke termijn deze substitutie te realiseren zou zijn, en tegen welke eventuele meerkosten. Voor de korte termijn is een verhoging van de importen (eventueel in combinatie met een verlaging van gasexporten in zoverre mogelijk gegeven afgesloten export-contracten) een meer waarschijnlijke optie.

Vanuit het perspectief van nationale CO₂-emissiereductiedoelstellingen zullen extra importen in plaats van eigen productie geen groot verschil maken. Hoewel er met de productie van gas elders en het transport naar Nederland energieverbruik en emissies gepaard gaan tellen deze boekhoudkundig niet mee in de emissies van Nederland. Uiteraard is er vanuit economisch perspectief wel een effect op de betalingsbalans van Nederland.

Of (extra) gas verkregen via importen voor energiegebruikers in het algemeen acceptabel is als optie in de energievoorziening kan te maken hebben met het duurzaamheidsaspect ('gas is geen duurzame optie en als wij het zelf niet meer hebben kunnen we beter kiezen voor een interne duurzame optie') of met het voorzieningszekerheid perspectief ('extra gas komt waarschijnlijk uit Rusland en daar moet je geen zaken mee willen doen').

Nederland importeert en exporteert gas over een jaar gezien, maar heeft zoals gezegd een netto-exportpositie. Nederland exporteerde vorig jaar naar schatting 59 miljard m³ en importeerde circa 29 miljard m³, waarbij werd geïmporteerd uit met name Noorwegen (55%) en Rusland (22%). De import van LNG is relatief klein en was vorig jaar slechts 4% van de totale import. Wanneer voor de komende jaren meer gas zal moeten worden geïmporteerd om een afname in eigen gasproductie te compenseren dan zal dit waarschijnlijk van dezelfde bronnen moeten komen. Hierbij is de levering van LNG het meest flexibel als het gaat om potentiële leveranciers (Algerije, Trinidad & Tobago, Egypte, Qatar), maar ook een relatief duurdere optie omdat in levering moet worden geconcentreerd met de Aziatische markt waar de gasprijs op een substantieel hoger niveau ligt dan in Europa.

De beschikbaarheid van gas in de wereld is op de lange termijn zeer waarschijnlijk geen belemmering voor een rol van gas zoals in de voorgaande analyse geschetst. De wereldgasvoorraad is omvangrijker dan de hoeveelheid gas die de wereld zich kan permitteren om te verstoken in een scenario waarin er een gerede kans is dat de temperatuurstijging op aarde beperkt kan blijven tot 2 °C. Vanuit geopolitiek oogpunt kan de verdeling wellicht als problematisch worden gekwalificeerd, met grote reserves in met name Rusland en het Midden-Oosten, maar dan nog, en helemaal sinds de schaliegasrevolutie, is de spreiding van gas over de wereld evenrediger te noemen dan de spreiding van olie.

Op de korte termijn kan een afgedwongen reductie in de gasproductie uit het Groningenveld wel tot actie nopen als het gaat om de gaskwaliteit waarop het hui-

dige gassysteem is ontworpen. Aangezien een belangrijk deel van de Nederlandse gasvraag (met de name gebouwde omgeving) wordt bediend met gas uit Groningen (Groningengas kwaliteit) zal er moeten worden nagegaan of de productiebeperkende maatregelen leiden tot een grotere behoefte aan conversiecapaciteit om geïmporteerd gas (hoogcalorisch gas) geschikt te maken voor Groningengasgebruikers. Onlangs liet de minister van Economische Zaken weten dat de bestaande capaciteit om stikstof te produceren zal worden uitgebreid per 2019. Door het geïmporteerde gas te mengen met stikstof kan het geschikt gemaakt worden voor de Groningengasmarkt.

Daarnaast is het de vraag in hoeverre de productiebeperkende maatregelen voor de komende jaren ook invloed hebben op de zekerheid die het gassysteem in het geheel biedt door het jaar heen (ten behoeve van seizoen flexibiliteit) en onder extreme omstandigheden (zoals zeer koude winters, een zeer koude winterdag of calamiteiten). Daar speelt het Groningenveld een zeer belangrijke rol. Wanneer die rol beperkt wordt is het wellicht noodzakelijk om extra investeringen te doen in nieuwe infrastructuur (bijvoorbeeld gasopslag).

Rol gas op lange termijn (2030-2050)

Op de middellange termijn vertegenwoordigt aardgas een belangrijke waarde als brandstof met relatief minder emissies dan de fossiele brandstoffen olie en kolen. Dan leidt een substitutie van olie of kolen naar aardgas ook direct tot een vermindering van CO₂-emissies. Op de lange termijn van 2050 met een streven naar welhaast volledige verduurzaming van het energiesysteem ligt dit geheel anders en wordt de inzet van aardgas in het systeem eerder een last. De inzet van aardgas zal dan gepaard moeten gaan met het afvangen en opslaan of hergebruiken van CO₂. Als het gaat om het inventariseren van de rol van gas op de lange termijn is het daarom nuttig om een bredere definitie van gas te hanteren die samen gaat met deze ambitieuze doelstellingen: in plaats van (fossiel) aardgas kunnen we dan beter spreken over gasvormige energiedragers.

Van aardgas naar alternatieve gasvormige energiedragers

De definitie ‘gasvormige energiedragers’ omvat naast het conventionele, fossiele aardgas (zoals gewonnen uit het Groningenveld of het gas zoals geïmporteerd uit Rusland) ook groen gas (verkregen uit vergisting of vergassing van biomassa) en waterstof.

Hiermee wordt niet gesuggereerd dat de verschillende soorten gas zonder meer uitwisselbaar zijn; er zijn belangrijke verschillen in gaskwaliteit en daarmee ook grote verschillen in de eisen die gesteld worden aan de technologieën en apparatuur in de waardeketen. In het verlengde van het adopteren van een bredere definitie van gas ligt ook het spreken van een mogelijke *second life* voor gasinfrastructuur. Bestaande gasinfrastructuur zou bijvoorbeeld geschikt kunnen worden gemaakt voor een breder scala aan gasvormige energiedragers. De grenzen hiervan worden al opgezocht in de recente discussie over de verschillen in aardgaskwaliteit – bijvoorbeeld tussen het hoogcalorische gas geïmporteerd uit Rusland en Noorwegen en het

geïmporteerde LNG – en in de discussie over het injecteren van groen gas in het bestaande gassysteem. Een andere richting behelst het eventueel geschikt maken van het bestaande gassysteem voor het bijmengen van hogere percentages waterstof in het gassysteem. Het investeren in nieuwe infrastructuur voor het transporteren van gasvormige energiedragers is ook een nadrukkelijke optie op het moment dat het inzetten van een nieuwe optie met bijbehorende infrastructuur effectief en kostenefficiënt is in vergelijking met andere opties voor het reduceren van CO₂ emissies (waar dan ook in het systeem) op weg naar 2050.

Routes voor de rol van gasvormige energiedragers. In een (bijna) volledig CO₂-vrij energiesysteem in 2050 zou gas in theorie via verschillende routes een rol kunnen spelen:

1. Inzet van fossiel aardgas in combinatie met CO₂-afvang (CCS);
2. Inzet van groen gas uit biomassa;
3. Inzet van waterstof uit hernieuwbare bronnen.

Inzet van fossiel aardgas in combinatie met CO₂-afvang

Een van die opties betreft het verbruik van aardgas in combinatie met CCS, vooral in de industrie, maar mogelijk ook in de elektriciteitssector (zij het dat de combinatie van CCS met kolen waarschijnlijk aantrekkelijker is door de hogere CO₂-intensiteit en de doorgaans lagere prijs van deze brandstof). Zowel het daadwerkelijk realiseerbaar potentieel als de tijdsfasering van deze optie is echter zeer onzeker: afhankelijk van de ontwikkeling van de prijs voor CO₂-emissierechten, de nadere (kosten)ontwikkeling van adequate technologieën voor de afvang en opslag van CO₂ uit diverse vormen van gasverbruik, de beschikbaarheid van voldoende opslagcapaciteit voor CO₂ en het maatschappelijke draagvlak voor binnenlandse, ondergrondse opslag van CO₂.

Inzet van groen gas uit biomassa

Groen gas is gezuiverd en gedroogd biogas en wordt geproduceerd uit onder meer slib, afval van stortplaatsen, tuinafval, resten groenten en fruit, en dierlijke restproducten zoals koeienmest. De omvang van de productie van groen gas is momenteel relatief beperkt maar in het kader van de zogenaamde *Green Deal* is afgesproken om de productie van groen gas te verhogen naar 3 miljard m³ per jaar in 2030.

Biomassa is een van de vier belangrijke pijlers voor het volledig CO₂-neutraal maken van ons energiesysteem, maar het is erg onzeker of de inzet hiervan op de lange termijn via grootschalige toepassing van groen gas verloopt. Het is waarschijnlijker dat de inzet van biomassa via groen gas een rol heeft in het reduceren van CO₂-emissies op vooral de kortere tot middellange termijn (tot 2030), maar dat het geen substantiële rol heeft op de lange termijn. De inzet van biomassa is namelijk veelzijdig – biomassa kan namelijk omgezet worden in elektriciteit en/of warmte, groen gas, waterstof, grondstoffen en transportbrandstoffen – en het is waarschijnlijk dat de waarde van een biomassatoepassing in een andere sector

wordt geprefereerd, met dan voornamelijk in sectoren waar alternatieve CO₂-neutrale opties schaars en relatief duur zijn. In welke sector biomassa zal worden ingezet is sterk afhankelijk van de ontwikkeling van de vraag naar energie in diverse sectoren en de ontwikkeling van alternatieve, klimaatneutrale opties in de betreffende sectoren. Toepassingen in de chemie en als biobrandstof voor lucht- en scheepvaart en hoge-temperatuur-warmte-toepassingen in de industrie zijn wat dat betreft zeker preferent te noemen. Voor het dekken van warmtevraag in de nieuwbouw is biomassa vrijwel zeker niet nodig. Een onzekere tussencategorie bevat onder meer elektriciteitsproductie, warmtevraag in de bestaande bouw en biobrandstoffen in het wegverkeer. De mate waarin biomassa hier een rol zal spelen zal onder meer afhangen van de (mondiale) groei van de vraag naar biomassa, de resulterende beschikbaarheid en prijs van biomassa, en de waarde van biomassa in concurrerende toepassingen.

De rol van biomassa in het halen van lange termijn CO₂-reductiedoelstellingen is sterk afhankelijk van de beschikbaarheid van biomassa en de ontwikkeling van nieuwe technologieën voor het maken van hoogwaardige producten (chemie, biobrandstof) uit biomassa. Een belangrijke kanttekening bij biomassa is dat de mondiale beschikbaarheid van biomassa, en zeker van biomassa die aan de duurzaamheidscriteria voldoet, onzeker is. De schattingen hierover lopen sterk uiteen.

De combinatie van biomassa en CO₂-opvang en opslag maakt negatieve emissies mogelijk: CO₂ die door planten uit de atmosfeer is vastgelegd wordt zo langdurig onttrokken aan de koolstofcyclus. Deze negatieve emissies kunnen vooral bij vergaande reductie een belangrijke rol spelen om de kosten laag te houden. Ze helpen immers om dure maatregelen elders te voorkomen. Toepassing bij de productie van elektriciteit, warmte of waterstof zorgt voor volledige benutting van het potentieel aan negatieve emissies: in de geproduceerde energiedrager zit immers geen koolstof meer. Bij toepassing van biomassa voor productie van groen gas- en biobrandstoffen komt een belangrijk deel van de CO₂ later alsnog vrij. Bij biomassa en biomassa + CCS is een belangrijke keuze of biomassa ingezet wordt voor sectoren die weinig alternatieven hebben, zoals de luchtvaart, of dat negatieve emissies elders gebruikt worden om te compenseren voor het relatief ongemoeid laten van die sectoren.

Inzet van waterstof uit hernieuwbare bronnen

Een andere gas-gebaseerde langetermijnoptie betreft ‘*power-to-gas*’ (P2G). In deze technologie wordt hernieuwbare elektriciteit aangewend voor de productie van gasvormige energiedragers als waterstof of (groene) methaan. De verkregen gasvormige energiedrager kan vervolgens worden ingezet als groene brandstof in de eindverbruiksectoren die traditioneel veelal gebruik maken van fossiele brandstoffen en vaak relatief weinig alternatieve CO₂-mitigatie-opties hebben. Denk hierbij aan de industrie, transport en gebouwde omgeving.

4 Rol gasvormige energiedragers in sectoren

Binnen de *elektriciteitsvoorziening* zijn verschillende opties beschikbaar die volledig hernieuwbare energie (wind, zon) of op z'n minst CO₂-vrij CO₂ leveren (kern-energie). De ruime mate waarin deze opties beschikbaar zijn in Nederland (of liever: Noordwest Europa) maakt het twijfelachtig of de optie van CO₂-vrije elektriciteit verkregen middels het stoken van gas in combinatie met CO₂-afvang een kostenefficiënte basislastoptie voor de elektriciteitsvoorziening zal zijn. Op de lange termijn is veeleer de behoefte aan flexibiliteit die nodig is om het variërende aanbod uit wind en zonne-energie te accommoderen een mogelijk belangrijke drijfveer voor een rol voor gas. De mix aan opties om flexibiliteit te leveren aan het elektriciteitssysteem op de middellange en lange termijn is divers, maar zowel fossiel aardgas als biomassa in combinatie met CCS kan een belangrijke optie zijn. Voor een positie in deze mix combineren deze gas-gebaseerde opties met andere opties zoals het tijdelijk afschakelen van variabele duurzame elektriciteitsbronnen (*curtailment*), uitwisseling met het buitenland, flexibele elektriciteitsvraag, energieopslag (kleinschalig of grootschalig), en conversie van elektriciteit naar warmte, producten of waterstof. De concurrentie vindt niet plaats om een bepaald type flexibiliteit, maar vindt plaats op verschillende deelmarkten voor diverse vormen van flexibiliteit op verschillende tijdschalen. Factoren die zullen bepalen of gas-gebaseerde opties in meer of in minder mate een rol spelen als back-up zijn de technologische ontwikkeling in het kostenefficiënt flexibel maken van CCS technologie, de technologische ontwikkeling van concurrerende opties (denk aan centrale en decentrale energieopslag), de prijs van CO₂-emissies, en de prijs voor kolen en gas.

In de diverse *eindverbruikerssectoren* (gebouwde omgeving, transport) lijkt het gebruik van fossiel aardgas enkel mogelijk wanneer de CO₂ die decentraal vrijkomt bij verbranding direct wordt gecompenseerd door het vangen van CO₂ uit de lucht ter plekke (of elders); oftewel het toepassen van *CO₂ air capture*. Wanneer dit niet het geval is, zal er per saldo CO₂ aan de atmosfeer worden toegevoegd. Op dit moment lijkt *CO₂ air capture* de meest kostbare optie om CO₂-emissies te reduceren en technologische ontwikkeling zullen de kosten hiervan substantieel naar beneden moeten brengen. Een optie die qua kosteneffectiviteit dan preferent is, is de afvang en opslag van CO₂. Dat maakt dat waarschijnlijk het vangen van CO₂ uit de atmosfeer pas zal plaatsvinden wanneer het beschikbare potentieel aan CO₂-opslagcapaciteit volledig is benut. In het algemeen kunnen de kosten van de *CO₂ air capture* optie dan ook als *back-stop* worden beschouwd voor het volledig CO₂-neutraal maken van het energiesysteem.

Als alternatief zal een substantieel deel van de energievraag in de gebouwde omgeving (voorheen voorzien door aardgas) worden voorzien door elektriciteitsopties (of: elektrificatie van eindvraag). Voor de warmtevoorziening zal worden ingezet op voornamelijk elektrische warmtepompen en geothermie. Ook hybride opties (hybride warmtepompen, WKK op biomassa / groen gas) kunnen aantrekkelijk zijn, te meer omdat deze mogelijk kunnen profiteren van het kunnen arbitreran tus-

sen meerdere systemen en het zodoende leveren van flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem.

In de *industriesector* zal de uitdaging zijn om waar mogelijk de eindvraag te elektrificeren zodat gebruik kan worden gemaakt van het relatief overvloedige potentieel aan hernieuwbare energie die doorgaans in de vorm van elektriciteit wordt ‘geogst’. Dit betekent bijvoorbeeld de inzet van *power-to-products* en *power-to-chemicals*. Daarnaast is er de uitdaging om biomassa bronnen geschikt te maken als *feedstock* voor industriële processen (ter vervanging van de fossiele bronnen die momenteel worden gebruikt).

In de *transportsector* is het potentieel om volledig te verduurzamen verschillend over de segmenten. Elektrificatie en de inzet van duurzaam geproduceerde waterstof zijn belangrijke routes voor het CO₂-neutraal maken van deze sector, waarbij elektrificatie met name kansen biedt voor personenauto’s (*light duty vehicles*) en waterstof voor *heavy duty vehicles*.

5 Conclusies

Het voorgaande leidt tot drie conclusies.

- Aardgas en groene gasvormige energiedragers zullen waarschijnlijk een belangrijke rol blijven spelen in de Nederlandse energietransitie op de middellange én lange termijn. Op de middellange termijn kan de inzet van aardgas zorgen voor CO₂-emissiereducties via substitutie van kolen en olie, en levert gas een deel van de flexibiliteit die nodig is om een toenemend aandeel duurzame elektriciteit uit wind en zon te integreren. Op de lange termijn kan aardgas een rol blijven spelen in de elektriciteitsvoorziening als bron van flexibel inzetbare CO₂-vrije elektriciteit middels centrales gecombineerd met CO₂-afvang (en opslag of hergebruik).
- Als groene gasvormige energiedragers kunnen waterstof en synthetisch methaan een belangrijke rol spelen op de lange termijn, en dan met name als groene brandstof voor de sectoren die traditioneel sterk worden gedomineerd door fossiele brandstoffen als olie en gas (industrie, transport, gebouwde omgeving). Via deze elektriciteit-naar-gas-route wordt deze sectoren een optie geboden om gebruik te maken van het relatief overvloedig beschikbare potentieel aan hernieuwbare elektriciteit in Nederland (en buurlanden). Zeker wanneer inschattingen met betrekking tot de beschikbaarheid en de kosten van een concurrerende optie als biomassa lager zullen uitvallen, zal deze route nog meer aan importantie winnen.
- De huidige discussie rond gaswinning uit het Groningenveld hoeft vanuit het energiesysteemperspectief niet te leiden tot een andere rol voor gas in het energiesysteem. Een afname in het draagvlak voor aardgas zou echter wel kunnen leiden tot een verschuiving naar meer aandacht (en vergroting van de acceptatie?) van alternatieve energiebronnen. Verdere productiebeperkende maatregelen voor het Groningenveld leiden tot op zeker hoogte enkel tot een versnelling

van een ontwikkeling die al gaande was, namelijk: het veranderen van een netto-gasexporteur in een netto-gasimporteur. De beschikbaarheid van gas op wereldniveau staat in ieder geval niet in de weg van de rol die gas zou kunnen spelen in de Nederlandse energietransitie zoals geschetst in dit artikel.

Auteur

Jeroen de Joode (e-mail: dejoode@ecn.nl) is coördinator gas bij Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN).

Literatuur

- Daniëls, B.W., B. Tieben, J. Weda, M. Hekkenberg, K. Smekens en P. Vethman, 2012, Kosten en baten van CO₂ reducerende maatregelen, ECN / SEO, ECN-E--12-008, mei 2012.
- Hekkenberg, M. en M. Verdonk, 2014, Nationale Energieverkenning 2014, ECN-O--14-036, oktober 2014.
- Joode, J. de, B.W. Daniëls, K. Smekens, J. van Stralen, F. Dalla Longa, K. Schoots, L. Grond, J. Holstein, 2014, Exploring the role for P2G in the future Dutch energy system: Background report of the TKI P2G system analysis project, ECN / DNV GL, ECN-O--14-026, september 2014.
- Welle, A.J. van der, F. Dalla Longa, B.W. Daniëls, J. de Joode, A. Plomp en A.J. Seebregts, 2014, Assessing security of energy services in Dutch energy transition scenarios, ECN-E--15-006, februari 2015.

Zoeken naar zekerheden

Een essay over de Nederlandse energievoorziening

Coby van der Linde

Nederland is tamelijk in de war over de energievoorziening. Niks is goed en niemand is te vertrouwen, daar komt het kort gezegd op neer. Te vies, te onzeker, te duur; het lijkt wel of we ineens alleen maar onvoldoendes halen voor het prioriteiten-van-energiebeleid-examen. “We lopen achter” wordt dan steeds gezegd, maar niemand weet precies op wat en hoe. In dit korte essay over concurrerende energiebronnen en ontwikkelingspaden komt naar voren dat de traditionele energiestructuren behoorlijk zijn opgeschud. In een wereld van nieuwe machtsrelaties zijn de voorgestane ontwikkelingspaden echter lang niet zo zeker als soms wordt voorgehouden. Nederland is de afgelopen decennia behept geweest met een enorme energierijkdom, maar zal in de toekomst nieuwe bronnen moeten aanwenden. Politieke en economische onzekerheid zal mede de context van de transformatie bepalen.

Definities

Kromme definities van schoon, duur en zeker leveren even kromme doelstellingen en oplossingen op. Ging een aantal jaren geleden het hele Europese klimaat- en energiecircuit aan de slag om opwarming van de aarde te voorkomen, nu is de richting van dat beleid niet meer zo duidelijk. Emissies van CO₂, voor het grote deel door de energiesector uitgestoten, zijn een belangrijke factor in de broeikasgassen. Deze moesten dus terstond worden ingeperkt. Echter een beleid dat zich daar scherp op richtte kwam er niet. Om alle pressiegroepen achter het Europese beleid te scharen werd gekozen voor een CO₂-beleid, een aandeel voor duurzame (niet fossiele en niet kern) bronnen en zuiniger energieverbruik; het zogenaamde 20-20-20-beleid. Al gauw bleek in het CO₂-emissierechtenhandelssysteem ontwerpfouten te zitten, waardoor als gevolg van een overaanbod van rechten de prijs van CO₂-uitstoot rechten instortte. Tevens bleek men te weinig handen en voeten te hebben gegeven aan het energie-efficiëntiebeleid en al helemaal geen rekening te hebben gehouden met de gevolgen van beleidsconcurrentie en wat er gebeurt als de economie hapert.

Tesla op kolen

Zo sluiten inmiddels uiterst efficiënte co-generatie gascentrales in Nederland door perverse prikkels van concurrerend energie- en klimaatbeleid in Noordwest-

Europa, om in de nacht vrolijk de Tesla's op te laden op kolenstroom. Immers, gegeven de warmtevraag, vraagt niemand zich af waarom de elektriciteit die geproduceerd wordt door een dergelijke warmtekrachtcentrale niet past in verduurzamende economie. Nu is door een combinatie van economische malaise en stagnerende vraag naar elektriciteit, overheidsingrijpen en marktwerking enorme overcapaciteit ontstaan en sluiten vooralsnog de meest efficiënte conventionele centrales. Het beleid was niet ingericht op krimp maar op groei en dat is er dus even niet. Ook een kerncentrale past niet in een klimaatbeleid. Een staaltje Europese politiek, omdat lidstaten bang waren dat erkenning van het CO₂-profiel van kernenergie zou leiden tot stimulatie van kernenergie vanuit Brussel, terwijl er geen politiek draagvlak voor deze technologie aanwezig is in een aantal landen. De Fransen, Duitsers en Belgen moeten nu proberen kernenergie te vervangen door wind en zon. Een hele opgave, omdat het bestaande kerncentraalpark zich (vooralsnog) slecht combineert met de variabele productie van wind en zon. Bovendien moet er flexibele productiecapaciteit, of grootschalige opslag, beschikbaar zijn om de weerbarstige aanvoer van zon en wind op te vangen, terwijl te allen tijde aan de vraag van elektriciteit en warmte moet worden voldaan. De prijs van emissierechten had ervoor moeten zorgen dat die flexibiliteit niet geleverd kon worden door kolencentrales zonder CO₂afvang, maar ja, de weerbarstige praktijk ook.

Beleid en werkelijkheid

Duitsland worstelt ondertussen met het verdeelde succes van het Energiewende-beleid; het aandeel hernieuwbare energie is snel gegroeid en heeft het conventionele productiepark aardig onder druk gezet. Ook hier zijn moderne gascentrales gesloten of in de mottenballen gedaan, omdat ze vervalmen werden tussen markt en beleid. De interne worsteling hoe precies vorm te geven aan transitie naar een andere samenstelling van de energiemix, beperkt zich niet tot Nederland alleen. Definities wat duurzaam, groen, efficiënt, e.d. zijn veelal niet gebaseerd op technische gronden, maar op politieke compromissen. Alle landen worstelen er nu mee en een vereenvoudiging van definities en doelstellingen zal de richting van het energiebeleid een stuk gemakkelijker maken.

Breder effect

Er gaat ook best veel goed en, hoewel er altijd dingen beter kunnen, is de malheur die alom wordt ervaren eerder een uitdrukking van toenemende onzekerheid over de toekomst; ook de toekomst van de energievoorziening. Het draagvlak voor verduurzaming is groot, hoewel de effecten op de portemonnee nog niet, net als in Duitsland, ten volle worden ervaren. Ook wat betreft betaalbaar, een andere prioriteit van het energiebeleid, kan het beleid nog wel wat scherper. De energietransitie wordt nog te weinig geanalyseerd op de inkomensgevolgen of het ruimtelijk beslag. Slechts een discussie op de concurrentiekracht van de Europese

industrie heeft tot enige discussie geleid, maar door het inzakken van de olie- en gasprijzen in 2014 is deze discussie in Europa weer naar de achtergrond geraakt.

Inmiddels wordt met de Energie Unie zwaar ingezet op verdere verknoping van de nationale energie-economieën. Daarmee wordt het belang van het beperken van beleidsconcurrentie nog groter. Immers, naast elektronen en moleculen vervoeren we ook beleid via de draden en buizen naar de burens en *vice versa*.

Locatie

In de afgelopen jaren is in het Brusselse de hang toegenomen naar zelfvoorziening. De Energie Unie past in dat verlangen. Ook in Nederland valt een dergelijk sentiment te bespeuren. Deze hang naar energie-isolationisme is opmerkelijk omdat Nederland een zeer open energie-economie heeft en altijd heeft gehad in de afgelopen 50 jaar. Het belang van het Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen (ARA) cluster voor de energie-economie van grote delen van Europa wordt vaak vergeten. In en via deze drie havens vindt veel energiehandel plaats en is ARA verknoot met de (petro)chemische clusters in Noordwest-Europa. Grote handelsstromen ruwe olie en in raffinaderijen geproduceerde olieproducten leveren aan Europese en internationale klanten. De afgelopen jaren is de Europese olie- en olieverwerkende sector gekrompen en verwacht wordt dat deze krimp zich nog voorzet. De Europese economie groeit niet, of niet hard, en elders in de wereld worden ook dergelijk energie-intensieve complexen ontwikkeld. De opkomst van de Amerikaanse schaliegas en olie heeft de Amerikaanse industrie nieuwe vleugels gegeven, waardoor Noord-Amerika als afzetmarkt voor de Europese energieclusters minder belangrijk is geworden. Nieuwe olieverwerkende industrieclusters in India, China en het Midden-Oosten verkleinen de wereldmarkt voor de Europese clusters. De binnenlandse markt krimpt ook, deels door efficiëntere transportmiddelen, deels door concurrentie van alternatieve brandstoffen voor vervoermiddelen (gas en elektriciteit). De Europese olie-industrie zal zich moeten aanpassen aan deze nieuwe omstandigheden. De vraag is echter welke van de Europese clusters eerst zullen krimpen en welke regeringen alles zullen doen om te voorkomen dat de nationale industrie moet buigen voor de concurrentie. Voorzieningszekerheid zal een van de argumenten zijn. In dat opzicht is het ARA-gebied goed gepositioneerd omdat de NAVO-energie-infrastructuur verbonden is met pijpleidingen aan dit cluster.

Open of dicht

De havens in Nederland zijn belangrijk voor de bedrijvigheid in het land. Er zijn rond de energieactiviteiten in de haven allerlei aanpalende bedrijfstakken, zoals de energiedienstensector (offshore) en waterwerken die belangrijk bijdragen aan de werkgelegenheid. Deze sectoren hebben baat bij een open Nederlandse (energie) economie omdat de markten de landsgrenzen ver voorbij reiken. Bovendien kan ervan uit worden gegaan dat bij voortgaande introductie van variabele producerende energietechnologieën, de vraag naar flexibel in te zetten brandstoffen

zal toenemen. Zodoende zal de wijze waarop olie en gas ingezet zullen worden veranderen. Onregelmatiger en wellicht in kleinere volumes om vraag en aanbod met elkaar te verbinden, maar mogelijk gevraagd door een veel groter achterland. Veel zal afhangen van de mogelijkheid om duurzaam voortgebrachte elektriciteit en warmte op te slaan, zowel op huishoudelijke als op industriële schaal. De vraag is dus welke functie het grote energie-industriële cluster in onze havens nu speelt en in de toekomst kan spelen. In de energiediscussie wordt tot nu weinig aandacht besteed aan de speciale rol van Nederland als belangrijk knooppunt van de olie- en gasindustrie in NW Europa en of deze rol in de toekomst belangrijker of niet wordt.

Groningen

De Nederlandse energie-economie is voor een belangrijk deel geworteld op de enorme gasrijdommen. Nederland is daardoor verworden geweest. Sinds de jaren zestig van de vorige eeuw is Nederland een netto-exporteur geweest van gas. De kleine velden op de Noordzee worden nog steeds geëxploiteerd, maar de bijdrage aan de totale productie wordt kleiner. De druk om meer te produceren uit Groningen is de afgelopen jaren toegenomen. Daar komt een einde aan. De incidentie van intensievere productie en aardbevingen hebben een nieuw productiebeleid afgedwongen, waardoor aan de netto-exportpositie snel een einde zal komen. De gasrotonde zal nu pas echt op waarde kunnen worden geschat, omdat de verbindingen met Engeland, de GATE LNG-terminal, de interconnectie met buurlanden en daardoor de grote importverbindingen met Noorwegen en Rusland, buitenlands gas van verschillende producerende landen naar Nederland kan brengen. Verder is er in Nederland de mogelijkheid om gas op te slaan om aan de seizoensvraag te kunnen voldoen. Ook hier speelt de openheid van de Nederlandse energie-economie een belangrijke rol. Nederland heeft ingezet op het aantrekkelijk zijn voor buitenlandse gasaanbieders om gas via Nederland op de Europese markt aan te bieden, met als voordeel dat ook voor Nederlandse klanten gas dan in ieder geval fysiek ruim aanwezig is. Het model lijkt erg op het model van de olie-industrie in Nederland, van waaruit de wereldmarkten bespeeld worden. Het hebben van voldoende infrastructuur, dienstverlening in de markt en (duurzame) industrie-clusters helpt Nederland in het uitbaten van de locatie van Nederland als energiehub voor het Europese achterland. Op steeds meer plaatsen in de wereld wordt LNG geproduceerd, waardoor de afhankelijkheidsrelaties die geassocieerd worden met geïmporteerd gas door pijpleidingen, zullen veranderen. Zelfs traditionele exporteurs door gaspijpleidingen, zoals Rusland, zetten steeds meer in op de ontwikkeling van LNG. Zij hopen daardoor minder afhankelijk te worden van de enkele markten die hun gasvelden met de pijpleiding verbinden, terwijl LNG-terminals de markten de optie geven van meerdere leveranciers. De internationalisering van de gasmarkt is de laatste jaren flink op gang gekomen. Hoewel het momenteel moeilijk is voor te stellen zal de politisering van gas dankzij de ontwikkeling van LNG af kunnen nemen.

Wereldorde in beweging

Na een periode van economisering van de internationale betrekkingen, of ook wel globalisering genoemd, is de wereld een periode van vernieuwde politisering ingestapt. In de periode na 1990 werd veel waarde gehecht aan het integreren van landen in de internationale economie. Hierdoor zouden deze landen vanzelf de westerse normen en waarden inpassen in de eigen economie. Na eerst een periode van groeiend grondstofnationalisme, ofwel het voorbehouden van de eigen grondstoffen voor exploitatie door nationale bedrijven, is na de economische crisis van 2008 het 'eigen economie eerst' ook meer in het beleid gekropen. Hoewel de grondstoffen- en energiesector nog steeds zeer internationaal gericht is, is het vertrouwen in het politieke model van de globalisering wel afgenomen. Machtsverschillen spelen steeds meer een rol in het bepalen van de internationale en de nationale ordening. China heeft bijvoorbeeld het voortouw genomen in de oprichting van eigen regionale financiële en monetaire instituties, en bilaterale verdragen spelen een steeds belangrijkere rol in de internationale economie. De afhankelijkheid van energie-importen van China zal een steeds grotere rol gaan spelen in de internationale energiebetrekkingen.

Met de afnemende import-afhankelijkheid van de VS in energie verandert ook het wereld energiespeelveld. Europa en Azië daarentegen zien de importaafhankelijkheid oplopen. Europa door de afnemende productie van olie, gas en kolen, en China door het achterblijven van binnenlandse productie bij de stijging van de vraag. De VS gaan binnenkort LNG exporteren. Echter, de export van LNG groeit door het beleid van exportlicenties zaak-voor-zaak te benaderen maar mondjasmaat, terwijl Amerikaanse ruwe olie-exporten nog steeds taboe zijn. Dit beleid staat toch enigszins haaks op het openmarktbeleid dat de Verenigde Staten in andere landen van de wereld propageren. Net als andere landen wil de VS het concurrentievoordeel van binnenlandse energieproductie uitbaten, maar het past niet in de globaliseringsfilosofie van kort geleden. Integendeel, het past in een wereld van strategisch eigenbelang en machtsblokken.

En beweegt Europa?

Europa hoopt op een snelle doorbraak van het aandeel hernieuwbare energiebronnen in de energiemix, maar realiseert zich tegelijkertijd dat de waardeketen van zon en wind leunt op grondstoffen en productie in het buitenland. Ook biomassa en biobrandstoffen hebben vaak een buitenlandse oorsprong. Wel draagt de verduurzaming initieel bij aan de diversificatie van de Europese energievoorziening, maar deze is wel begrensd, vooral als de concentratie op zon en wind onveranderd blijft. De Europese droom van zelfvoorziening lijkt derhalve nog ver weg, vooral als energiedragers worden uitgesloten, terwijl ook een duurzame mix uiteindelijk eenzijdig kan uitpakken.

Italië en de andere zuidelijke lidstaten hebben op dit moment last van de onrust in Noord-Afrika, maar daar is, wat energie betreft, weinig aandacht voor in het Brusselse. Het buitenlandse energiebeleid van de EU wordt al enige tijd

gedomineerd door de relatie met Rusland. Dit is eenzijdig en ook andere energierelaties verdienen de aandacht.

De politieke en economische implosie van Oekraïne zet de relatie tussen Rusland en de EU echter op scherp. Het getouwtrek om invloed in Oekraïne heeft tot dusverre geen winnaars opgeleverd, integendeel. De energierelatie tussen Rusland en de EU is verslechterd en uitbreiding van de energie-infrastructuur lijkt van beide kanten op dit moment ondenkbaar. Rusland heeft de aanleg van Southstream afgeblazen en is nu druk doende met het ontwikkelen van een pijpleiding naar het Europese deel van Turkije. Daarmee neemt de voorzieningszekerheid van Ruslands tweede grootste exportmarkt na Duitsland toe. De gasmarkt in west Turkije werd bevoorraad via het pijpleidingensysteem door Oekraïne, terwijl Bluesteam de rest van de Turkse markt bediend. hoeft te worden. Verder is er sprake van de ontwikkeling van een gashub op de grens van Turkije en Griekenland, waar de EU-klanten het dan maar moeten komen ophalen. Voor de benodigde infrastructuur moeten de Europese partijen dan zelf zorgen. Vooral voor Centraal en Zuidoost-Europese landen heeft dit consequenties omdat zij sterk afhankelijk zijn en mogelijk blijven van doorvoer door het instabiele Oekraïne. Rusland heeft de energierelaties met China inmiddels aangehaald om niet langer beperkt te zijn in een model met maar één afzetmarkt. Op de korte termijn, met de olie- en gasmarkten in overaanbod, kan Europa gemakkelijker andere leveranciers vinden, maar zodra de internationale olie- en gasmarkten krapper worden zal de energierelatie met Rusland strategisch weer van belang worden.

Nieuw normaal

Nederland zal een steeds ‘normaler’ Europees land worden naarmate de gasproductie in eigen land afneemt. Andere Europese landen hebben jarenlange ervaring met het importeren van gas. Nederland heeft als voordeel dat het zowel LNG als gas via pijpleidingen kan importeren en zodoende opties heeft van verschillende producenten af te nemen. Nederland moet dan wel leren concurreren met andere landen die ook gas willen importeren. Bovendien zal door de ingezette transitie naar een meer hernieuwbare energiemix ook meer diversiteit in de energievoorziening worden bereikt en de vraag naar gas veranderen.

De grote gasrijkdom van Nederland heeft naast veel inkomsten voor de staat ook een relatief schone en efficiënte energie-economie opgeleverd. Wel is de gasrijkdom, samen met het ARA-cluster, debet aan de relatieve hoge energie-intensiteit van de Nederlandse economie. Het is de uitdaging deze efficiëntie verder te verhogen. Dat is een betere optie dan de industrie te laten verdwijnen naar andere oorden waar efficiëntie (en emissies) een vraagteken zijn. Immers, de grote winst van de CO₂ reductie in Europa is tot nu vooral toe te schrijven aan het vertrekken van de industrie naar landen die dezelfde producten vervolgens met stroom uit kolencentrales maken en die wij dan weer vrolijk naar hier verschepen.

Conclusie

In het tijdperk van het nieuwe normaal moeten we de vraag stellen welke energiebehoeften we hebben voor welke Nederlandse economie; nu en in de toekomst. Deze vraag wordt niet altijd gesteld, omdat de discussie zich concentreert op deelaspecten of juist de grote, soms ideologisch aandoende, vraagstukken. Naast de vraag welke economie welke energie nodig heeft speelt ook de vraag hoeveel energie dan en in welke vorm. Vooralsnog is de publieke discussie erg op elektriciteit gericht, maar de vraag naar warmte is een even belangrijk vraagstuk voor huishoudens en industrie. Daar moet een Nederlandse middenweg in te vinden zijn zodat de sterke kanten van de Nederlandse energie-economie een natuurlijke kompaan vinden in de nieuwe energie.

Auteur

Coby van der Linde (coby.vanderlinde@clingendaelenergy.com) is directeur van het Clingendael International Energy Programme (CIEP). Zij is tevens hoogleraar Geopolitiek en Energie aan de Universiteit Groningen.

Effectiviteit van het Nederlandse energiebeleid in 2007-2012: productiesubsidies voor hernieuwbare energie

Bert Hof en Viktória Kocsis

Dit artikel behandelt de effectiviteit van enkele instrumenten binnen het Nederlandse energiebeleid in de periode 2007-2012 en formuleert daarbij lessen voor toekomstig energiebeleid en toekomstige beleidsevaluaties. Basis is de beleidsdoorlichting van beleidsartikel 14 van het ministerie van Economische Zaken: 'een doelmatige en duurzame energievoorziening'. Het doel van zo'n beleidsdoorlichting is om uitspraken te doen over de doeltreffendheid en doelmatigheid van beleid, voornamelijk gebaseerd op evaluaties van de beleidsinstrumenten die onder het betreffende beleidsartikel vallen. Effectiviteit is gedefinieerd als de mate waarin beleidsinstrumenten bijdragen aan het behalen van de beleidsdoelen. De doorlichting is grotendeels gebaseerd op eerder uitgevoerde ex-post evaluaties van de energiebeleidsinstrumenten, aangevuld met interviews en actuele data. De beleidsevaluatie betrof heel artikel 14. Dit artikel richt zich specifiek op de effectiviteit van productiesubsidies binnen het onderdeel duurzame en veilige energievoorziening. Het artikel biedt ook een methodiek voor toekomstige beleidsevaluaties.

1 Inleiding

Dit artikel is gebaseerd op de beleidsdoorlichting die is uitgevoerd in opdracht van het ministerie van Economische Zaken. Deze beleidsdoorlichting is uitgevoerd op basis van eerder uitgevoerde ex-post evaluaties van beleidsinstrumenten die vallen onder beleidsartikel 14, aangevuld met interviews en actuele data (Hof et al. 2014). Het doel van zo'n beleidsdoorlichting is om de doeltreffendheid en doelmatigheid van beleid vast te stellen. Dit artikel richt zich op de effectiviteit van het energiebeleid en beperkt zich daarbij tot operationeel doel 3 van artikel 14 - een duurzame en veilige energievoorziening - en daarbinnen tot productiesubsidies als financiële instrumenten. We ontwikkelen hierbij een raamwerk, gebaseerd op de mogelijkheden tot wetenschappelijk verantwoorde evaluaties van beleidsinstrumenten en de lessen die kunnen worden getrokken op basis van de evaluaties die daadwerkelijk zijn uitgevoerd.

De opzet van de rest van dit artikel is als volgt. Paragraaf 1 beschrijft de belangrijkste onderdelen van het Nederlandse energiebeleid voor wat betreft de doelstelling van een veilige en duurzame energievoorziening. Paragraaf 2

introduceert het toegepaste raamwerk om de effectiviteit van beleid vast te stellen. Paragraaf 3 vervolgt met de uitkomsten met betrekking tot de effectiviteit van productiesubsidies voor hernieuwbare energie. Paragraaf 4 trekt lessen voor toekomstig energiebeleid en toekomstige evaluaties.

2 De belangrijkste elementen van operationeel doel 3: een veilige en duurzame energievoorziening

De overheid heeft de beleidsdoelstelling op het gebied van energie uiteengezet in drie Energierapporten (ministerie van Economische Zaken 2005, 2008 en 2011). Het stimuleren van een duurzame en veilige energievoorziening is het zogenaamde derde ‘operationele doel’ van beleidsartikel 14. Dit operationele doel bestaat uit vijf subdoelen: energie-innovatie, energiebesparing, verduurzaming van de energieproductie, vermindering van de CO₂-uitstoot, en stralingsbeschermingbeleid en een veilige toepassing van kernenergie. Veel van deze doelen worden op Europees niveau vastgesteld, zoals het doel van 14 procent hernieuwbare energieconsumptie in 2020 of 30 procent CO₂-reductie in 2020 in vergelijking met 1990.

De instrumenten om deze doelen te bereiken bestaan uit subsidies voor onderzoek en ontwikkeling, subsidies voor energieproductie en belastingaftrek voor investeringen in hernieuwbare energieproductie. In de periode 2009-2012 werd 60 tot 70 procent van het budget onder artikel 14 besteed aan subsidies voor hernieuwbare energieproductie (zie Tabel 1). Voorbeelden van subsidieregelingen zijn de MEP (Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie) en SDE(+) (Subsidie Duurzame Energie). Vanwege dit budgettaire belang richten we ons in dit artikel op deze energieproductiesubsidies. Deze hebben als doel om de onrendabele top in investeringen in energieproductie te verminderen: het verschil in productiekosten (per kWh) plus een redelijke marge en de gemiddelde marktprijs (per kWh). Deze productiesubsidies bevatten een vaste component per technologie, die regelmatig wordt geactualiseerd op basis van de marktprijs van energie. Omdat de kosten per technologie verschillen, verschillen ook de subsidies per technologie.

Tabel 1 MEP/SDE/SDE+ beslaan 60-70 procent van de uitgaven onder beleidsartikel 14

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
MEP/SDE/SDE+: uitgaven in mln. euro	0,3	6,3	669,0	690,3	712,9	720,2
% van uitgaven artikel 14	0,1%	2,2%	68,8%	67,3%	71,0%	61,5%

Bron: ministerie van Economische Zaken.

De MEP was bedoeld om het doel van 9 procent hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2010 te halen (ministerie van Economische Zaken 2005). De nadruk lag hierbij op biomassa. Bedrijven die elektriciteit produceerden,

konden een subsidie aanvragen tussen juli 2003 en augustus 2006. Bij toekenning kregen ze een subsidie die tien jaar duurde. De SDE was de opvolger van MEP en diende twee doelen. SDE was bedoeld om bij te dragen aan de 14-procentsdoelstelling met betrekking tot hernieuwbaar energieverbruik in 2020 én om energie-innovatie te stimuleren (ministerie van Economische Zaken 2008). De nadruk bij SDE lag op biomassa en windenergie. Bedrijven konden een subsidie aanvragen tussen april 2008 en december 2010. Bij toekenning kregen ze een subsidie voor vijftien jaar. SDE+ volgde SDE op met een vereenvoudiging van het doel: bijdragen aan het doel met betrekking tot hernieuwbare energie in 2020 op de meest kostenefficiënte wijze (ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie 2011). De subsidies kunnen worden aangevraagd sinds januari 2011. Bij SDE+ kiest de overheid niet voor een specifieke technologie, maar bepaalt de markt de technologie op basis van kosteneffectiviteit.

Doelen en instrumenten zijn onder operationeel doel 3 niet onafhankelijk van elkaar. We noemen hier enkele voorbeelden. Zowel investeringen in energie-innovatie, zoals gesubsidieerd door EOS (Energie Onderzoeksstrategie), IAE (Innovatieagenda Energie) als het Topsectorenbeleid verlagen de prijs van nieuwe technologieën, waardoor uiteindelijk meer energie duurzaam wordt opgewekt en de energie-efficiëntie toeneemt. Hierdoor neemt ook de CO₂-uitstoot af. Naast MEP, SDE en SDE+ wordt de productie van hernieuwbare energie ondersteund met andere financiële instrumenten, zoals de EIA (Energie investeringsaftrek), die inhoudt dat investeringen in groene activa voor belastingaftrek in aanmerking komen. Sommige instrumenten pogen ook meerdere doelen tegelijk te bereiken, zoals SDE (hernieuwbare energieproductie en innovatie) en EIA (energiebesparing en hernieuwbare energieproductie). Hierop komen we later terug.

3 Toegepast methodologisch kader

Ons raamwerk om de effectiviteit van beleidsinstrumenten vast te stellen komt neer op het doen van een uitspraak over het wetenschappelijke bewijsmateriaal met betrekking tot effectiviteit. Het doel is om lessen te trekken uit de evaluaties die zijn uitgevoerd: lessen over het beleid en lessen voor toekomstige evaluaties. Dit raamwerk start met de vragen:

1. Hoe nauwkeurig is het beleidsdoel omschreven voor de periode 2007-2012?
2. In welke mate is de inzet van het beleidsinstrument meetbaar?
3. Gebaseerd op de antwoorden op bovenstaande twee vragen: welke evaluatiemethode geeft het sterkst mogelijke bewijsmateriaal met betrekking tot effectiviteit?

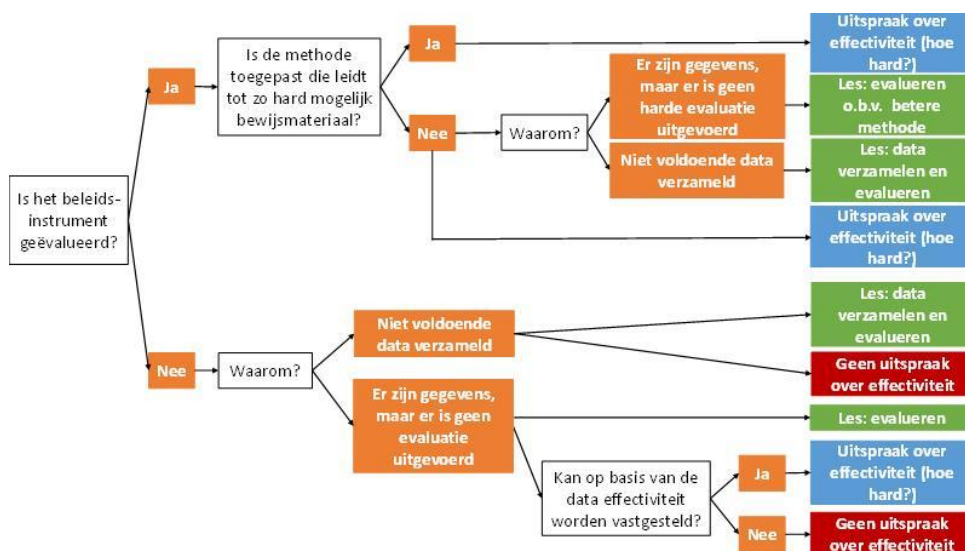
Effectiviteit is gedefinieerd als de mate waarin een beleidsinstrument bijdraagt aan het halen van een beleidsdoel. Dit betekent dat zowel de inzet van het

beleidsinstrument als de mate waarin een doel wordt behaald gemeten dient te worden. Hoe minder goed beide meetbaar zijn, des te moeilijker het is om effectiviteit vast te stellen. Van sommige beleidsinstrumenten kan de inzet nauwkeurig worden gemeten, zoals de hoeveelheid toegekende subsidies. Bij andere beleidsinstrumenten is dat moeilijker, zoals de inzet van Nederland bij multilaterale organisaties. Hoe het doel van een beleidsinstrument is gespecificeerd bepaalt mede of dit doel goed kan worden gemeten. Hoe minder precies en hoe kwalitatiever een doel is gespecificeerd, des te moeilijker het is om de mate waarin het doel is bereikt vast te stellen. Sommige doelen kunnen worden geherformuleerd of geconcretiseerd om ze meetbaar te maken.

Als een doel precies is gedefinieerd en meetbaar is, en de inzet van een beleidsinstrument is eveneens meetbaar, dan zou een evaluatiemethode mogelijk kunnen zijn die hard bewijsmateriaal verschaft. Denk aan empirisch onderzoek gebaseerd op natuurlijke of sociale experimenten in combinatie met regressie-analyse. Als het doel minder precies is of als de inzet niet goed meetbaar is, kan een evaluatie slechts plaatsvinden op basis van minder hard bewijsmateriaal, zoals correlaties tussen variabelen, enquêtes of theorie (Van Yperen en Veerman 2008; Gorree et al. 2011; Theeuwes et al. 2012).

Zodra is vastgesteld welke evaluatiemethode het sterkst mogelijke bewijsmateriaal zou opleveren, is de volgende vraag of het beleidsinstrument is geëvalueerd en zo ja, op basis van welke methode. Dit leidt tot conclusies met betrekking tot de effectiviteit van het instrument en voor toekomstig beleid en toekomstige evaluaties. Figuur 1 geeft weer hoe dit in zijn werk gaat.

Figuur 1 Relatie tussen evaluaties en lessen



Wat uitspraken over effectiviteit betreft is het moeilijk om precieze criteria te formuleren met betrekking tot de mate van effectiviteit. In theorie kan de mate van

effectiviteit worden gekwantificeerd, zeker als er causale relaties zijn geschat (met econometrische methoden), zoals: een verandering in de inzet van beleidsinstrument A van 1 procent leidt tot een verandering in de doelvariabele van x procent. Maar zelfs als betrouwbare schattingen aanwezig zijn is de *kwalificatie* van de mate effectiviteit enigszins arbitrair. We hanteren hier de volgende terminologie:

- Geen effect van instrument op doel: ineffectief;
- Kleine effecten van instrument op doel: nauwelijks of matig effectief;
- Omvangrijke effecten van instrument op doel: effectief;
- Tussen kleine en omvangrijke effecten in: redelijk effectief.

Alleen als wordt vastgesteld dat er *geen* causale relatie is tussen beleidsinstrument en doel, kan worden beweerd dat beleid ineffectief is geweest. De grenzen tussen kleine en grote effecten en wat daar tussenin ligt, zijn niet makkelijk te bepalen. Bij kleine effecten valt te denken aan doelvariabelen waarbij de waarde slechts beperkt afhangt van de inzet van het beleidsinstrument, bij grote effecten aan doelvariabelen waarbij de waarde in belangrijke mate wordt beïnvloed door de inzet van het beleidsinstrument.

Tot besluit van dit evaluatiekader enkele gedachten over de relatie tussen het al dan niet behalen van de waarde van een doelvariabele (zeg D) en de sterkte (hardheid) van het ‘bewijs’ met betrekking tot de effectiviteit van een beleidsinstrument. Als een beleidsinstrument als doel heeft een waarde, zeg X , voor de doelvariabele te behalen, maar in de praktijk blijft deze waarde daarbij achter ($D < X$), dan is dat hard bewijs dat het beleidsinstrument niet volledig effectief kan zijn geweest. Maar als de doelvariabele het gewenste doel bereikt ($D \geq X$), dan is dat *op zich* geen hard bewijs van een effectief beleidsinstrument, omdat er ook andere oorzaken kunnen zijn van het behalen van het doel.

4 Evaluatie van productiesubsidies

Om de effectiviteit van beleidsinstrumenten onder beleidsartikel 14 te illustreren, kijken we naar de productiesubsidies. We gaan eerst in op de meetbaarheid van doelen en de inzet van beleidsinstrumenten, vervolgens geven we aan welke evaluaties met welke methoden hebben plaatsgevonden en tot slot geven we ons oordeel over de effectiviteit.

Meetbaarheid van doelen en inzet van instrumenten. Het belangrijkste doel van productiesubsidies is gerelateerd aan het aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie of hernieuwbaar energiegebruik. Deze doelen zijn meetbaar. De effectiviteit van MEP kan worden geëvalueerd door het aandeel hernieuwbare elektriciteit in de productie te relateren aan de verstrekte subsidies. SDE had twee

doelen, zodat twee indicatoren van belang zijn: het aandeel hernieuwbare elektriciteit in de consumptie en de kostenontwikkeling en verspreiding van hernieuwbare technologieën.

Een beperking bij de evaluatie van SDE is dat het doel niet precies is geformuleerd voor de evaluatieperiode 2007-2012. De SDE heeft als doel om bij te dragen aan 14 procent hernieuwbaar in 2020. Er is geen gewenste ontwikkeling van dit percentage aangegeven naar 2020 toe. Daarmee is niet op voorhand duidelijk welk percentage voor 2012 zou moeten worden gebruikt. Het ligt voor de hand dit probleem op te lossen door een doel voor 2012 te kiezen. Hiervoor gaan we uit van het aandeel hernieuwbaar in 2007 en het doel in 2020. Een lineaire ontwikkeling van 2007 naar 2020 geeft dan een doel voor 2012. SDE+ kan worden geëvalueerd door het aandeel hernieuwbare elektriciteit in het verbruik te relateren aan de verstrekte subsidies. Bij SDE+ treden vergelijkbare beperkingen op als bij SDE met betrekking tot de formulering van het doel vóór 2020.

Omdat zowel doelen als de inzet van de beleidsinstrumenten in beginsel meetbaar zijn, geeft een combinatie van een experimentele onderzoeksopzet met regressie-analyse het sterkste bewijsmateriaal over effectiviteit. In dat geval worden bijvoorbeeld de aandelen hernieuwbaar voor en na de introductie van een beleidsinstrument vergeleken en wordt een (causale) relatie geschat tussen de inzet van een instrument en de waarde van de doelvariabele.

Toegepaste methoden in ex-post evaluaties. De productiesubsidies zijn geëvalueerd met methoden die geen hard bewijsmateriaal garanderen. In 2007 evalueerde de Algemene Rekenkamer de MEP (Algemene Rekenkamer 2007). Deze evaluatie betreft de periode tussen 2003 en 2006 en is gebaseerd op cijfers over het aandeel hernieuwbaar in het elektriciteitsverbruik en het aantal aanvragen tot en met 2006 en op schattingen van economische groei en elektriciteitsproductie en -verbruik tot en met 2010 (het doel betreft 2010). In 2010 analyseerde de Algemene Rekenkamer de veranderingen in de aandelen van hernieuwbare elektriciteit gebaseerd op historische data tot en met 2009 (Algemene Rekenkamer 2010).

In het kort samengevat is MEP geëvalueerd door gegevens over de inzet van het instrument te combineren met de mate waarin het doel is bereikt. In beginsel is het beschikbare bewijsmateriaal zacht: conclusies kunnen slechts worden gebaseerd op de correlatie tussen inzet instrument en de doelvariabele.

De Algemene Rekenkamer evalueerde SDE voor de periode 2008-2009 (Algemene Rekenkamer 2010). Het ministerie van Economische Zaken evalueerde SDE daarnaast voor de periode 2008-2010 (ministerie van Economische Zaken 2010). Beide evaluaties zijn gebaseerd op data over hernieuwbaar energiegebruik door CBS. Ook heeft EZ gesprekken gevoerd met vertegenwoordigers uit de energie-industrie. Net als bij MEP is het resulterende bewijsmateriaal in beginsel zacht.

De Algemene Rekenkamer publiceerde recentelijk de evaluatie van SDE+ (Algemene Rekenkamer 2015). Deze evaluatie is gebaseerd op data met betrekking tot de SDE+-projecten zoals verzameld door RVO, modelberekeningen door ECN

en een grootschalige enquête onder alle aanvragers van SDE+. Ook hier is het resulterende bewijsmateriaal in beginsel zacht.

Onderstaande oordelen zijn telkens gebaseerd op bovenstaande publicaties en de achterliggende gegevens.

Ons oordeel. De belangrijkste indicator voor effectiviteit is het aandeel hernieuwbaar in elektriciteitsproductie en energieverbruik. Zie Tabel 2.

Tabel 2 Aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie is 9,5 % in 2009, aandeel hernieuwbaar energieverbruik 4,5 % in 2012

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	%	%	%	%	%	%
Aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie *	7,2	8,8	9,5	9,5	10,9	12,2
<i>Doel MEP</i>				9		
Aandeel hernieuwbaar energieverbruik *	3,1	3,4	4,1	3,8	4,3	4,5
<i>Projectie doel SDE(+)</i> **	3,1	3,9	4,8	5,6	6,5	7,3

Bron: * CBS Statline; ** Eigen berekeningen gebaseerd op 14%-doel in 2020 en 2007 als beginjaar.

Tabel 2 laat zien dat het doel voor elektriciteitsproductie van 9 procent in 2010 is behaald. De vraag is vervolgens in welke mate MEP hieraan heeft bijgedragen. Ondanks dit resultaat lijkt het 14-procentsdoel in 2020 met betrekking tot hernieuwbaar energieverbruik niet te worden gehaald: in 2012 is dit aandeel slechts 4,5 procent (was 3,1 procent in 2007). In deze periode waren zowel MEP, SDE als SDE+ actief. Als dit doel in de periode 2007-2012 ‘op schema’ zou hebben gelegen, had dit aandeel 7,3 procent moeten zijn. De conclusie lijkt onvermijdelijk dat productiesubsidies niet volledig effectief zijn geweest in de periode 2007-2012. We vatten onze bevindingen alvast samen in Tabel 3 en lichten deze daarna uitgebreider toe.

MEP. Het beschikbare bewijsmateriaal wijst in de richting van een effectief MEP in periode 2007-2012. In de periode 2006-2008 werd de hernieuwbare energiemarkt gekarakteriseerd door onzekerheid. Dit uitte zich in onzekerheid over de hoeveelheid elektriciteit die kon worden opgewekt met biomassa, wat een belangrijke invloed heeft op de totale hoeveelheid opgewekte elektriciteit. Ontvangers van MEP-subsidies waren niet verplicht om elektriciteit te produceren. Bovendien lag het niet voor de hand dat ontvangers van MEP-subsidies meer elektriciteit uit biomassa zouden opwekken dan aangevraagd, omdat extra hoeveelheden niet tot extra winsten zouden leiden.

Tabel 3 Productiesubsidies zijn nauwelijks tot redelijk effectief geweest

	Beste methode	Toegepaste methode	Kwalificatie bewijsmateriaal	Kwalificatie effectiviteit tussen 2007 en 2012
MEP	Experimentele onderzoeksopzet in combinatie met regressie-analyse	Combinatie van datasets	Zacht	Effectief of redelijk effectief
SDE		Combinatie van datasets, interviews	Hard*	Nauwelijks/matig effectief
SDE+		Combinatie van datasets, berekeningen o.b.v. model en enquête	Hard*	Nauwelijks/matig effectief in deze periode

* niet vanwege de toegepaste methodes in de evaluaties, maar vanwege het niet behalen van het doel. Zie ook de discussie op het eind van paragraaf 3 hierboven.

Ondanks de onzekerheid bereikte de binnenlandse elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen 9,5 procent in 2009 (zie Tabel 2), waarmee de doelstelling van MEP (meer dan) is gehaald. Volgens de Algemene Rekenkamer was subsidie nodig om dit doel te bereiken. Nieuwe windmolens en drie middelgrote biomassa-installaties hebben een grote bijdrage geleverd aan de toename van de hernieuwbare elektriciteitsproductie. Voor bijna alle windmolens en alle drie biomassa-installaties werd de MEP-regeling gebruikt.

Desondanks zijn er factoren die de effectiviteit van MEP hebben beperkt. Meerdere projecten hadden ook zonder subsidie doorgang gevonden. Dit betekent dat een deel van het behalen van het doel ook wel zonder subsidie had plaatsgevonden. We kwalificeren het bewijsmateriaal als ‘zacht’¹ en de effectiviteit als ‘effectief of redelijk effectief’.²

SDE. SDE is geïntroduceerd in 2008. Omdat het tijd kost voordat productiefaciliteiten zijn gebouwd en productie daadwerkelijk plaatsvindt, hebben de SDE-projecten weinig bijgedragen aan de hernieuwbare doelen in 2009 en 2010 (Algemene Rekenkamer 2010). Tabel 2 laat dan ook zien dat in 2012 het hernieuwbare doel niet wordt bereikt. De conclusie is dat SDE nauwelijks (of matig) effectief is geweest in de bijdrage aan het doel tussen 2007 en 2012.

¹ In de oorspronkelijke beleidsdoorlichting werd het bewijsmateriaal ‘hard’ genoemd, vanwege het behalen van het doel. Omdat de gehanteerde onderzoeksmethode niet hard genoeg is, kwalificeren we het bewijsmateriaal hier als ‘zacht’. Zie ook de discussie op het eind van paragraaf 3 hierboven.

² In de oorspronkelijke beleidsdoorlichting werd de effectiviteit als ‘goed’ beoordeeld. Dit komt overeen met ‘effectief’ hier. De reden dat onze kwalificatie hier ‘redelijk effectief tot effectief’ is, hangt samen met het doorgaan van projecten zonder subsidie, wat in de oorspronkelijke beleidsdoorlichting onder doelmatigheid viel in plaats van onder doeltreffendheid.

Ondanks de gehanteerde onderzoeksmethode kwalificeren we het bewijsmateriaal als hard. Dit omdat op basis van de gegevens duidelijk genoeg is dat SDE niet heeft geleid tot het halen van het doel. Dit illustreert dat niet altijd de meest wetenschappelijke onderzoeksmethode noodzakelijk is om hardere conclusies te kunnen trekken.

Het evalueren van het tweede doel – het stimuleren van energie-innovatie – is op zijn zachtst gezegd een uitdaging: er zijn geen gegevens over de ontwikkeling van de kosteneffectiviteit van technologieën en de relatie tussen kostenreducties en de inzet van het instrument kan niet worden vastgesteld. Vanwege het ontbreken van verzamelde gegevens zijn wij van mening dat een evaluatie van dit doel momenteel niet mogelijk is.

Er zijn diverse factoren te identificeren waarom de bijdrage van SDE niet zo groot is als deze had kunnen zijn. Ten eerste lijkt het budget niet efficiënt te zijn verdeeld over technologieën. Idealiter is de ontwikkeling van de kosteneffectiviteit de maatstaf voor deze verdeling. Een methode die hieraan voldoet is de zogenoemde gefaseerde opening. In dat geval is er een maximumbudget (per technologie of over alle technologieën). Als eerste krijgen de meest kosteneffectieve technieken een basisbedrag van het budget. In deze eerste fase is dit basisbedrag nog laag. Daarna wordt het basisbedrag verhoogd en minder rendabele technieken die nog steeds binnen het basisbedrag energie kunnen produceren, kunnen ook een subsidie aanvragen. In de fasen daarna krijgen technologieën met een steeds lagere kosteneffectiviteit (dat wil zeggen energieproductie per kosteneenheid) de mogelijkheid om subsidies aan te vragen. Dit gebeurt tot het budget op is. Omdat SDE niet uitgaat van een soortgelijke methode, kan op theoretische gronden worden aangenomen dat de effectiviteit niet maximaal is geweest. In de praktijk wordt ook waargenomen dat het grootste deel van het budget niet naar de meest efficiënte technologieën is gegaan (zie IEA en NEA 2010 voor de kosten van verschillende technologieën in 2010).

Ten tweede is SDE waarschijnlijk minder effectief geweest in perioden met fluctuerende of beter gezegd dalende energieprijzen. Er treedt een knelpunt op als de energieprijs daalt, zodat producenten meer subsidie nodig hebben, terwijl het totaalbedrag onder het subsidieplafond moet blijven. Ten derde zijn er meer politiek georiënteerde redenen geweest die ten nadele zijn gekomen van de effectiviteit. Zo nam de roep om aanpassingen van de regeling toe, waardoor de onzekerheid rondom SDE groeide, iets dat inging tegen een van de voorwaarden voor het effectief zijn van SDE: het bestaan van een stabiel investeringsklimaat.

Tot slot had SDE een tweeledig doel: bijdragen aan 14 procent aandeel hernieuwbare energie in het verbruik én het stimuleren van innovatie (Roosdorp 2012). Deze twee doelen kunnen echter niet allebei met productiesubsidies worden bereikt. Als innovatie wordt gestimuleerd met productiesubsidies, zullen ook minder kostenefficiënte technologieën subsidies ontvangen. Deze technologieën zijn eigenlijk nog te duur voor grootschalige inzet. Dit beperkt het effect op het aandeel hernieuwbare energie in het verbruik. Het is effectiever om innovatie te

stimuleren via subsidies op onderzoek en ontwikkeling, bij technologieën die in een vroege ontwikkelingsfase zitten. Marktrijpe technologieën kunnen dan productiesubsidies ontvangen, zodat langs die weg het aandeel hernieuwbaar kan worden vergroot. Hiernaast kan worden opgemerkt dat zolang de prijs voor CO₂-emissies laag is, het onwaarschijnlijk is dat productiesubsidies tot een grote inzet van groene technologieën leiden.

SDE+. Het ministerie van Economische Zaken paste het doel van productiesubsidies aan met de introductie van SDE+. Het innovatiedoel is komen te vervallen, alleen het aandeel hernieuwbaar energieverbruik is nog van belang. Kosteneffectiviteit is nu bovendien de spil van het instrument. Dit doordat bovengenoemde gefaseerde opening wordt toegepast. Bovendien is een ‘vrije categorie’ gedefinieerd. Bedrijven die denken dat ze energie kunnen produceren tegen lagere dan door ECN/Kema berekende kosten, kunnen subsidie in een eerdere fase aanvragen.

SDE+ is geïntroduceerd in 2011. Van de 1787 projecten die tot aan augustus 2014 subsidie hebben ontvangen, leverde slechts drie procent daadwerkelijk hernieuwbare energie. De meeste projecten kennen een lange periode van bouw en operationeel maken. De timing van subsidieverstreking en effecten op hernieuwde energieproductie lopen daarom niet synchroon.

Gemiddeld genomen hebben de SDE+-projecten minder energie geleverd dan van tevoren was voorspeld. Voor een deel komt dit doordat biomassa de meest efficiënte methode is om hernieuwbare energie te leveren. Biomassa kent evenwel ook technische problemen en soms is er te weinig biomassa van voldoende kwaliteit voorradig. Ook gaat ieder ingediend SDE+-project uit van een optimale energieproductie, die in de praktijk meestal niet wordt gerealiseerd: sinds 2008 blijft de daadwerkelijke energieproductie hier 26 procent bij achter. Het voorspellen van de productie is problematisch bij elke technologie en speelt bij geothermische projecten in bijzondere mate een rol, ondanks geologisch onderzoek.

De focus op kosteneffectiviteit kent een uitzondering in de vorm van het separaat subsidiëren van windparken op zee (in de vorm van aanbestedingen). Deze projecten zijn duur, maar noodzakelijk om het EU-doel te bereiken. Uitgangspunt is dat in 2024 de kosten 40 procent lager zijn dan in 2014, door beleid en door technische innovatie. Beleid kan bestaan uit licenties en subsidies of uit het centraliseren van lokaal onderzoek (zoals bodemdata en windmetingen).

Om dezelfde reden als bij SDE kwalificeren wij het bewijsmateriaal hier als hard.³ Onze conclusie is daarnaast dat in 2011-2012 SDE+ nauwelijks effectief is geweest: het heeft slechts in zeer beperkte mate kunnen bijdragen aan het doel van 14 procent hernieuwbare energie. Deze uitspraak is alleen geldig voor deze periode en kan zonder nader onderzoek niet worden geëxtrapoleerd naar eerdere of latere jaren.

³ In de oorspronkelijke beleidsdoorlichting was dit ‘zacht’, de evaluatie van de Algemene Rekenkamer uit 2015 was toen nog niet beschikbaar.

Simultane regelingen. In de periode 2007-2012 kwamen bedrijven voor verschillende subsidies in aanmerking. Naast MEP, SDE en SDE+ waren dat bijvoorbeeld subsidies voor investeringen in zonnepanelen en subsidies voor CO₂-reductie middels biomassa. Dit roept de vraag op welk deel van effecten door welk instrument wordt veroorzaakt. De geïsoleerde impact van instrumenten is niet vastgesteld. Toekomstig onderzoek zou zich hier op kunnen richten.

5 Conclusies en lessen

Bestaande ex-post evaluaties gebruiken ‘zachtere’ onderzoeksmethoden met betrekking tot de effectiviteit van productiesubsidies voor hernieuwbare elektriciteit. Het aanwezige bewijsmateriaal geeft aan dat deze subsidies nauwelijks effectief tot (redelijk) effectief waren in de periode 2007-2012. Deze subsidies vormen rond de 70 procent van de uitgaven die vallen onder beleidsartikel 14 van het ministerie van Economische Zaken.

Er kunnen lessen voor toekomstig beleid worden geformuleerd als het duidelijk is dat het beleid effectiever kan zijn dan het in de periode 2007-2012 is geweest. Wat de hier behandelde productiesubsidies aangaat, trekken we twee conclusies. Ten eerste had SDE een dubbel doel. Meestal kunnen twee verschillende doelen niet worden bereikt met slechts één beleidsinstrument. Bij SDE zijn er aanwijzingen dat het tegelijkertijd bijdragen aan een innovatiedoel en een productiedoel inderdaad niet effectief is geweest. Met de vormgeving van SDE+ is dit probleem in ieder geval opgelost.

Ten tweede kan er een conflict zijn tussen de doelen die door de inzet van verschillende instrumenten worden nagestreefd. Zo is de Nederlandse overheid gehouden aan het Europese doel voor hernieuwbare energie in 2020, op relatief korte termijn dus, wat alleen kan worden bereikt door een omvangrijke verspreiding van hernieuwbare technologieën die nu nog duur zijn. Als dit wordt gestimuleerd middels subsidiëring en daarbij minder subsidie gaat naar onderzoek en ontwikkeling, kan dit ten koste gaan van kostendaling of kostenefficiëntie op de langere termijn. In de fase van onderzoek en ontwikkeling zijn innovatiesubsidies immers effectiever dan productiesubsidies om de kosten omlaag te brengen (Fisher et al. 2013; Zachman et al. 2014). Voor meer marktrijpe technologieën zijn investerings- en productiesubsidies effectiever, waardoor schaafeffecten ontstaan.

Er kunnen lessen voor toekomstige evaluaties worden geformuleerd als beleidsdoelen meer precies hadden kunnen worden beschreven dan in werkelijkheid het geval was, er meer gegevens hadden kunnen worden verzameld dan waarop bestaand onderzoek is gebaseerd en/of als er evaluaties met hardere evaluatietechnieken hadden kunnen worden uitgevoerd. We trekken de volgende lessen uit de recente ervaringen.

Met betrekking tot hoe precies de beleidsdoelen geformuleerd zijn, zien we de volgende knelpunten. Ten eerste bestonden er naast de besproken

productiesubsidies ook subsidies voor zonnepanelen, wat het moeilijk maakt om het effect van individuele instrumenten op de doelen voor hernieuwbare energie te isoleren. Toekomstig onderzoek zou hier licht op kunnen werpen, indien het op een slimme manier is vormgegeven en er voldoende data (bijvoorbeeld met behulp van een experimentele opzet) beschikbaar zijn.

Ten tweede spelen de doelen een centrale rol in de evaluatie, omdat de mate waarin een doel wordt behaald bepalend is voor de effectiviteit van het gevoerde beleid. Maar de geformuleerde beleidsdoelen lenen zich niet altijd voor kwantificering, zodat een ‘meetlat’ ontbreekt. Sommige doelen veranderden ook nog eens, mede onder invloed van Europees beleid. Voor een goede evaluatie is evenwel een concrete waarde van een doelvariabele noodzakelijk, wat tot een deels arbitraire keuze leidt. Ook zijn doelen niet altijd geformuleerd over de periode van een evaluatie, zoals bij SDE en SDE+. Voor evaluatiedoeleinden is het wenselijk dat doelen op een concrete, meetbare wijze zijn geformuleerd en dat naast einddoelen ook tussendoelen bestaan.

Wat de gegevens betreft, hangt een succesvolle ex-post evaluatie in belangrijke mate af van beschikbare data met betrekking tot de inzet van beleidsinstrumenten en met betrekking tot doelvariabelen. Deze gegevens zullen alleen dan beschikbaar zijn als tijdens en ook al vóór de implementatie van beleid inspanningen worden verricht gericht op monitoring en het verzamelen van gegevens. Dit met toekomstige evaluaties in gedachten, bij voorkeur met evaluatietechnieken die bewijsmateriaal opleveren dat zo ‘hard’ mogelijk is. Bij productiesubsidies had een experimentele opzet bijvoorbeeld harder bewijsmateriaal kunnen opleveren. Bij SDE en SDE+ hadden ook gegevens met betrekking tot de kosten van technologieën beschikbaar moeten zijn. Het achteraf verzamelen van data kent belangrijke beperkingen, vaak niet geholpen door wisselingen van personeel en dossierhouders. Een succesvolle ex-post evaluatie is niet mogelijk als beleidsmakers ex-ante niet doordrongen zijn van het belang van dataverzameling en dataverzameling niet tot integraal onderdeel van de beleidsvoorbereiding en -uitvoering maken.

Auteurs

Bert Hof (e-mail: b.hof@seo.nl) is senior onderzoeker in het cluster Mededinging en Regulering van SEO Economisch Onderzoek. Viktória Kocsis (e-mail: v.kocsis@seo.nl) is onderzoeker in het cluster Mededinging en Regulering van SEO Economisch Onderzoek.

Literatuur

- Algemene Rekenkamer, 2007, Subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP). Tweede Kamer, vergaderjaar 2006-2007, 31 028, nr. 1.
- Algemene Rekenkamer, 2010, Subsidieregelingen duurzame energieproductie (MEP en SDE). Rapport: Terugblik 2010 op Subsidieregeling 'Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie' (MEP). Tweede Kamer, vergaderjaar 2009-2010, 32 340, nrs. 1-2.
- Algemene Rekenkamer, 2015, Stimulering duurzame energieproductie (SDE+). Haalbaarheid en betaalbaarheid van beleidsdoelen. Den Haag, 14 April 2015.
- Fischer, C., R.G. Newell en L. Preonas, 2013, Environmental and Technology Policy Options in the Electricity Sector: Interactions and Outcomes. RFF Discussion Paper 13-20.
- Gorree, M., Van den Dongen, M.E., Israël, F.J., Van der Kraan, M.A.T. en A.N. de Witte, 2011, Handreiking effectevaluaties van subsidies. Randvoorwaarden, uitvoering en benutting, Algemene Rekenkamer.
- Hof, B., V. Kocsis, W., Rougoor en B. Tieben, 2014, Beleidsdoorlichting Energiebeleid 2007 t/m 2012. Evaluatie van artikel 14 van het ministerie van Economische Zaken: een doelmatige en duurzame energievoorziening, SEO-rapport nr. 2014-38. Zie ook www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/kamerstukken/2014/12/19/kamerbrief-over-beleidsdoorlichting-energiebeleid-periode-2007-2012.html
- IEA en NEA, 2010, Projected Costs of Generating Electricity. 2010 Edition.
- Ministerie van Economische Zaken, 2005, Nu voor later. Energierapport 2005.
- Ministerie van Economische Zaken, 2008, Energierapport 2008.
- Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie, 2011, Energierapport 2011.
- Roosdorp, R., 2012, Energiesubsidies. Vijftien jaar ervaring en vier lessen verder, in: Jaarboek Overheidsfinanciën 2012, hoofdstuk 8.
- Hassink, W., Van der Klaauw, B., Van Maasacker, M., Schaasberg, W., Straathof, B., Theeuwes, J., Dirkmaat, T., Gelissen, T., Heijs, J. en L. Klomp, 2012, Durf te meten. Eindrapport Expertwerkgroep Effectmeting.
- Yperen, T.A. van en J.W. Veerman (redactie), 2008, Zicht op effectiviteit. Handboek voor praktijkgestuurd effectonderzoek onderzoek in de jeugdzorg, Delft: Eburon.
- Zachman, G., A. Serwaah en M. Perruzi, 2014, When & how to support renewables? Letting the data speak. SIMPATIC Working Paper 14.

Naar een duurzame energievoorziening in onzekere tijden

Pieter Boot

Nederland streeft naar een duurzame energievoorziening in 2050. Deze bijdrage gaat in op de belangrijkste onzekerheden die uit verschillende scenario's en modelstudies naar voren komen. Ook in 2040 gebruiken we nog veel fossiele energie. Het aandeel hernieuwbare energie is toegenomen, de ontwikkeling van aardgas is onzeker. De Europese energie- en koolstofintensiteit moet driemaal sneller omlaag dan tot nu toe het geval is. Tot 2030 zijn relatief goedkope opties nog grotendeels toereikend, daarna zijn duurdere nodig. Een robuuste Nederlandse aanpak volgt de Europese afspraken voor 2030, maar zet daarnaast sterk in op innovatie en met name demonstratieprojecten. Dat lukt alleen in een systeembenadering waarin wordt geredeneerd vanuit comparatieve voor- en nadelen. Omdat het beleid zelf een van de grootste onzekerheden is geworden, ligt een vorm van wetgeving over realisatie van langetermijndoelen voor de hand.

1 Inleiding

Nederland heeft zich voorgenomen in 2050 een duurzame energievoorziening te hebben. Wat dat precies is, is niet nader omschreven. Er is ook te veel onzeker om dat in een blauwdruk vast te leggen. Maar als het beleid zelf een grote onzekerheid is geworden, klinkt de roep om een 'stip aan de horizon' begrijpelijkerwijs luid. Zonder een globale schets van wat je wilt bereiken, zal een ingrijpende transitie niet lukken.

Doel van dit artikel is te schetsen hoe we zinvol met de onzekerheid van gebeurtenissen om ons heen kunnen omgaan, welke stip aan de horizon daarbij passend is en welk 'adaptief energiebeleid' denkbaar zou zijn in deze spanning tussen richting willen geven en onzekerheid.

We schetsen daartoe eerst de belangrijkste onzekerheden. Daarna geven we aan welke scenario's gehanteerd kunnen worden om toch een zinvol beeld te krijgen van mogelijke ontwikkelingen. Hieruit leiden we af wat meer en minder robuuste opties zijn en schetsen vervolgens de aspecten waarmee het beleid rekening zou moeten houden. De focus van het artikel is Nederland, maar veel cijfers en illustraties gaan over Europa omdat de Nederlandse ontwikkeling daarvan niet los te zien is.

2 Onzekerheden

Drie factoren hebben volgens vertegenwoordigers van energiebedrijven een grote invloed op het Europese energiesysteem en zijn zeer onzeker: de energieprijzen, de ontwikkelingen in Rusland en de vraag welk klimaatbeleid wordt gevoerd (WEC 2014). De onzekerheid die het beleid zelf veroorzaakt, is de laatste jaren toegenomen (Energy Post 2014) en geldt in Nederland wellicht nog meer dan in omringende landen. Landen als het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Duitsland hebben zich langetermijndoelen gesteld. Als deze in de maatschappij als geloofwaardig overkomen – bijvoorbeeld omdat ze wettelijk zijn vastgelegd en een grote parlementaire en maatschappelijke meerderheid ze steunt – geeft dat investeerders voldoende zekerheid dat ze kunnen investeren op een wijze die bijdraagt aan het doelbereik.¹ Het is niet zo dat deze omringende landen alleen op inzet op klimaatverandering hoger scoren. In een recent overzicht van de waardering van energiebeleid door investeerders wordt dit gerangschikt op voorzieningszekerheid, kosten en milieu. Nederland scoort op nummer 14, na Zwitserland, het Verenigd Koninkrijk, Denemarken, Frankrijk en Duitsland, maar voor België (WEC, 2014a). Jos Notenboom geeft in zijn bijdrage aan dit nummer aan hoe het beleid in deze landen is vorm gegeven.

Laten we eens veronderstellen dat Nederland de Europese afspraken voor 2030 als hard doel accepteert.² Dat heeft drie implicaties. De eerste is dat er een nationaal doel komt om in 2030 een bepaalde reductie van broeikasgasemissies buiten de ETS-sector (dus in het transport, de gebouwde omgeving en landbouw) te realiseren. De omvang daarvan is nog niet helemaal duidelijk en zal in Europa nader worden bepaald. Een reductie van 33 tot 40 procent voor de periode 2021-2030 ten opzichte van 2005 ligt in de lijn der verwachting (Ros en Daniels 2015). De tweede is dat Nederland een bijdrage zal moeten leveren aan de voor Europa afgesproken doelen inzake hernieuwbare energie en energiebesparing. Hoeveel dat precies is, hangt uiteraard af van wat Nederland voor de lange termijn zelf zinvol vindt en hoe Europa afsprekt dat landen dit moeten aanpakken – het beloofde nieuwe ‘*governance model*’. Hier is dus vooralsnog van enige speelruimte sprake. De derde is dat Nederland zich ook een beeld moet vormen van wat er in de ETS-

¹ Omdat kapitaalkosten steeds zwaarder wegen in de energievoorziening, worden deze steeds belangrijker en daarmee het belang van een stabiele omgeving. De kosten van door zon opgewekte elektriciteit (zon-PV) zijn bijvoorbeeld 30 procent hoger bij kapitaalkosten (WACC) van 10 procent in plaats van 5 procent (IEA 2014a).

² Korte termijnshalve zijn de voorbeelden vooral gerelateerd aan klimaatbeleid. De importafhankelijkheid loopt daar in grote mate gelijk mee op. Bij voortzetten van het huidige klimaatbeleid zou de Europese importafhankelijkheid in 2040 licht toenemen; bij meer besparing, hernieuwbare energie en kernenergie zou deze aanmerkelijk verbeteren. Bij gegeven veronderstellingen over energieprijzen zal de Europese energie-importrekening in een klimaatscenario in 2020 bijna 9 procent en in 2040 bijna 50 procent lager zijn dan in het standaardscenario (IEA 2014b). Energie (incl. transportbrandstof) vormt bijna 8 procent van de huishouduitgaven in de Europese Unie. Inclusief investeringen in besparing en zon-PV daalt dat in het standaardscenario van het IEA naar 7 procent in 2020 en 5 procent in 2040, vooral door toenemende inkomens.

sector (elektriciteitsproductie en grote industrie) gaat gebeuren. De doelstelling daarvan is weliswaar Europees vastgelegd, maar de brandstofmix is primair een nationale aangelegenheid. ‘De markt’ zal niet bepalen of er in ons land kerncentrales of windmolens komen. Daarvoor zal een maatschappelijk gedragen overheidsvisie nodig zijn en beleidsinstrumenten die ervoor zorgen dat geïnvesteerd kan worden. Zonder zo’n visie zouden ook de netbedrijven niet weten hoe zij hun rol moeten invullen.

Tot 2030 zijn doelen dus wel vrij precies te bepalen. Dat blijkt ook uit langetermijnsenario’s. Deze laten zien dat er tot 2050 enorme verschillen in de toekomstbeelden zijn, maar dat die tot 2030 wel meevallen. De kosten van een tot 2030 enigszins verkeerd geformuleerde toekomstvisie kunnen binnen de gegevenheden van het Europese raamwerk dus wel meevallen. Dat ligt anders voor 2050. Ook Europa heeft daar geen hard doel voor afgesproken, alleen ambities bepaald. Het beleid in grote andere regio’s is nog onhelder. We weten ook echt niet hoe na 2030 kosten van verschillende schone technologieën zich ontwikkelen en of prijzen van fossiele brandstoffen heel hoog of juist laag zullen zijn. We weten wel dat in innovatie geïnvesteerd moet worden, niet alleen in R&D, maar juist ook in de eerste fase van toepassing. De opbrengst daarvan en de ontwikkeling sindsdien kunnen dan de vervolgstappen bepalen.

3 Scenario’s

In de studie Welvaart en Leefomgeving (WLO 2015) die dit najaar verschijnt, werken het CPB en PBL met drie scenario’s. De eerste twee scenario’s worden in alle WLO-studies (macro-economie, demografie, ruimtelijke ontwikkeling etc.) gehanteerd. Deze zijn gestoeld op verschillende veronderstellingen rond technologische ontwikkeling en economische groei. In het ene scenario (HOOG) is de economische groei en technologische ontwikkeling hoog. Men kan dan denken aan een economisch groeipad van Nederland van 2 procent per jaar. Mondiaal wordt er goed samen gewerkt, er zijn geen grote geopolitieke spanningen en ook inzake klimaat worden er afspraken gemaakt. Hierbij passen betrekkelijk lage prijzen van fossiele brandstoffen – de technologie ontwikkelt zich immers voorspoedig en het klimaatbeleid zorgt voor een beperking van de vraag. In het andere scenario, LAAG, is het economische groeipad van Nederland structureel 1 procent per jaar, is de technologische ontwikkeling minder voorspoedig, zijn er wel geopolitieke spanningen en is er geen effectief mondiaal klimaatbeleid. De energievraag worden beperkt door de lage economische groei³, maar omdat dure marginale reserves moeten worden aangeboord en de geopolitieke spanningen een prijsverhogende invloed hebben, zijn de brandstofprijzen hoog. In geen van beide scenario’s wordt de mondiale ambitie om de temperatuurstijging tot 2 graden te

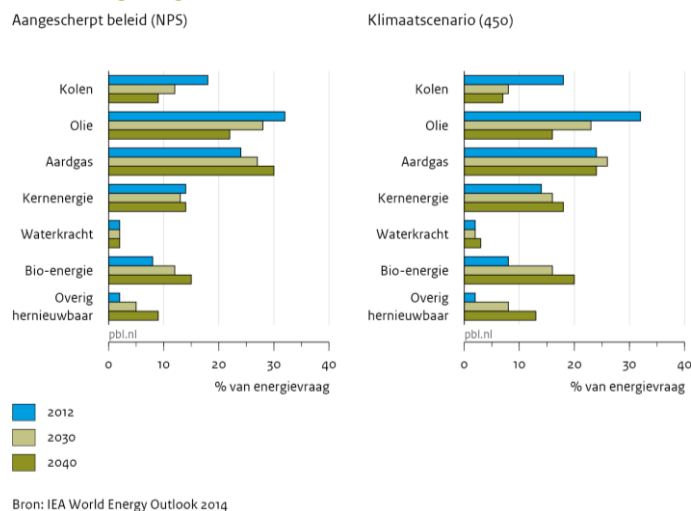
³ Mondiaal gaat 1 procentpunt hogere economische groei gepaard met een extra energievraag van 0,5 – 0,6 procent.

beperken gerealiseerd. Daarom wordt ook specifiek voor de energie- en klimaatmodule van de WLO een derde scenario ontworpen, waarin de 2 gradendoelstelling wel wordt gerealiseerd. Deze drie scenario's zijn nog niet uitgewerkt.

Het IEA werkt met drie scenario's (IEA 2014b). Voor de periode tot 2040 heten deze Current Policy, New Policies (NPS) en 450. Current Policy bouwt voort op al vastgesteld beleid en realiseert geen duurzaamheidsdoel. In het kader van dit artikel is dat dus minder relevant. New Policies is het standaardscenario, 450 beoogt de 2-gradendoelstelling te bereiken. In de op 2050 gerichte IEA studies heten de laatste scenario's 4DS en 2DS (IEA 2012, 2014). In dit artikel zal ik de uitkomsten van deze twee scenario's ter illustratie meenemen om te onderzoeken wat meer en minder robuuste opties zijn. Nu werkt het IEA met specifieke modellen – dat zijn verschillende voor de op 2040 en op 2050 gerichte studies. Om na te gaan hoe robuust opties zijn, is het dus ook goed te kijken naar specifieke studies die de robuustheid van modeluitkomsten onderzoeken. Dit soort studies wordt verricht in het *Energy Modeling Forum*. Voor Europa is daarover gerapporteerd in Knopf et al. (2013).

Figuur 1 geeft een beeld van de IEA scenario's met verdergaand beleid dan het huidige.

Figuur 1 Primaire energievraag in EU28



Een belangrijk verschil tussen de scenario's is dat de Europese energievraag in het klimaatscenario veel sneller, en voortdurend, daalt dan bij alleen aangescherpt beleid. In alle gevallen daalt het aandeel van kolen in de Europese brandstofmix. In het klimaatscenario niet zoveel sneller dan bij aangescherpt beleid, omdat daarin vanaf 2030 afvang en opslag van CO₂ (CCS) wordt verondersteld. De verschillende vormen van hernieuwbare energie nemen fors toe en de inzet van biomassa blijft

daarbij het omvangrijkst. Dat is dus vrij robuust⁴, maar tegelijk is een emissie-arm scenario niet hetzelfde als een hernieuwbaar. Mondiaal zal in het IEA klimaatscenario in 2050 nog steeds 40 procent van het energieverbruik fossiel zijn, met name in de industrie, het transport en de elektriciteitsvoorziening (IEA 2014). In het klimaatscenario van de Europese Commissie zou in 2050 39 procent van het Europese energieverbruik in de transportsector elektrisch opgewekt zijn, 36 procent uit olie en 25 procent uit biobrandstoffen bestaan (Europese Commissie 2011a). Andere studies geven vergelijkbare cijfers. Onzekerheid is er vooral over aardgas en kernenergie. Het aandeel aardgas stijgt aanzienlijk bij aangescherpt beleid, maar blijft constant – en daalt uiteindelijk – bij scherp klimaatbeleid. Dat is nog afgezien van onzekerheden over schaliegas, het gaat hier vooral om de vraag. Gas verdwijnt echter niet. Ook in een klimaatscenario met extra inzet van warmtepompen zou in de Europese gebouwde omgeving nog een kwart van de warmte in 2050 gasgestookt kunnen zijn (IEA 2014). Voor kernenergie geldt het omgekeerde. Als we alleen naar de elektriciteitssector zouden kijken, zijn deze onzekerheden minder geprononceerd en wordt het aandeel van hernieuwbare energie nog groter: mondiaal in het IEA klimaatscenario twee derde. Figuur 2 illustreert dit voor Europa.

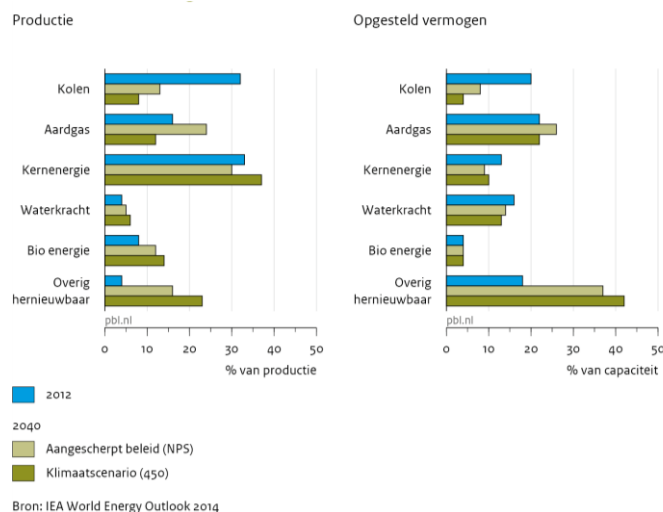
Zichtbaar is de veranderende rol van gascentrales: ze moeten er wel zijn, maar produceren vooral als het niet waait of de zon niet schijnt. Dat maakt ze duurder.⁵ Kerncentrales, kolencentrales (met CCS) en biomassacentrales draaien relatief meer. Windturbines leveren gemiddeld 35-40 procent van hun capaciteit, door zon opgewekte elektriciteit (zon-PV) op de beste plekken 10-15 procent. De verschillen in de aanwezige capaciteit in 2040 van de twee scenario's zijn niet zo groot, die van de draaiuren – en daarmee de rentabiliteit – groter.

We kunnen ook kijken naar de sectoren waar de emissiereductie plaatsvindt en de jaren tot 2040 doortrekken. In de periode tot 2050 wordt het verschil tussen aangescherpt beleid (resultierend in globaal 4 graden temperatuurstijging) en het klimaatscenario (gericht op 2 graden temperatuurstijging) in Europa voor 30 procent veroorzaakt door een schonere elektriciteitssector, voor 26 procent door zuiniger en schoner vervoer, voor 18 procent door zuiniger gebouwen en voor 15 procent door de industrie (IEA, ETP 2012). Ongeveer twee vijfde van de reductie komt door efficiencyverbetering en een kwart door hernieuwbare energie. Ook andere studies wijzen op het grote aandeel van de elektriciteitssector in de reducties (Europese Commissie 2011).⁶

⁴ Niet voor niets melden besluitvormers in de energiesector weinig onzekerheid over de voortgang van hernieuwbare energie en energiebesparing en zeggen ze dat deze een grote invloed op hun handelen zullen hebben (WEC 2014).

⁵ Een huidige gascentrale wordt per eenheid productie ongeveer de helft duurder als de capaciteitsfactor terugloopt van 90 naar 30 procent (IEA 2014).

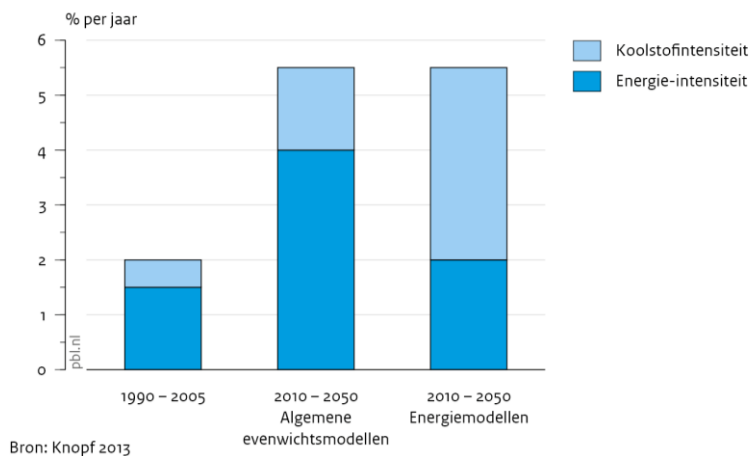
⁶ Tot 2030 kan ook de bijdrage van niet-CO₂-broeikasgassen, zoals methaan in de landbouw, nog sterk omlaag.

Figuur 2 Elektriciteitsvoorziening in EU28

Nu kan men stellen dat deze inzichten maar de uitkomst van een modelanalyse zijn en dat verschillende modellen andere inzichten bieden. Dat is juist. Om te zien hoe robuust de inzichten werkelijk zijn, worden in het Energy Modeling Forum (EMF) uitkomsten van verschillende modelgroepen vergeleken. Daarbij zijn er grosso modo twee typen modellen: de algemeen evenwichts-economische modellen en de gedetailleerder energiemodellen waarin terugkoppelingen naar de economie minder een rol spelen. Om 80 procent reductie van broeikasgasemissies in 2050 te bereiken, voorzien de modellen een afname van de koolstofintensiteit van de economie die geleidelijk oploopt: van recent 2 procent per jaar nu naar 2,2 procent in 2010-30 en 6 procent in 2030-50.⁷ De modellen van de eerste groep hebben een grotere daling van de energie-intensiteit nodig en laten het resterende energieverbruik iets minder snel schoon worden. Bij de energiemodellen is dat andersom. Maar in alle gevallen gaat het om aanzienlijke verschillen ten opzichte van wat we het laatste decennium in Europa hebben gerealiseerd (figuur 3).

⁷ De koolstofintensiteit daalt door de inzet van kolen in plaats van gas, door hernieuwbare energie of kernenergie, en door CCS. Ook in bijvoorbeeld de Impact Assessment van de Europese Commissie is het energieverbruik in 2050 30-40 procent minder dan nu (Europese Commissie 2011).

Figuur 3 Noodzakelijke afname van energie-intensiteit en koolstofintensiteit om 80 procent reductie van broeikasgasemissies te realiseren



In de overzichtsstudie van Knopf et al. (2013) worden de volgende conclusies uit de modelvergelijking getrokken.

- Tot 2030 zijn de verschillen niet groot, met name niet in de elektriciteitssector en niet tussen de gematigde en strenge klimaatscenario's. Na 2030 nemen alle verschillen sterk toe. Het aandeel hernieuwbare energie neemt in klimaatscenario's bijvoorbeeld altijd toe maar kan – ook als CCS en kernenergie in de modellen niet verboden worden – zowel 40 procent als 60 procent van de brandstofmix bedragen.⁸
- Het aandeel van het elektriciteitsverbruik in de energievraag stijgt als de broeikasgasuitstoot omlaag moet. De elektriciteitssector kan het goedkoopst reduceren en zou dat als eerste in sterke mate moeten doen.⁹
- Tot 2030 kom je nog een heel eind met betrekkelijk goedkope opties. Daarna zijn steeds duurdere nodig. Het is dus belangrijk om naast broeikasgasreductie stevig innovatiebeleid te voeren om de kosten van latere reducties te verkleinen.
- Reducties in de transportsector zijn het duurst. Bij elkaar zijn de kosten als aandeel van het nationaal inkomen te overzien als andere grote landen en regio's meedoen aan klimaatbeleid. Als dat niet zo is, nemen de kosten van streng Europees klimaat sterk toe tot enkele procenten van het bruto nationaal product.
- Om 80 procent reductie van broeikasgasemissies in 2050 te bereiken heb je voor een kostenoptimaal Europees pad in 2020 rond 28 procent reductie nodig

⁸ In een andere modelvergelijking bleek dat het verschil in kosten van kernenergie de belangrijkste oorzaak van dit soort verschillen in modeluitkomsten is (Bosetti et al. 2015).

⁹ De koolstofintensiteit van de Europese elektriciteitssector daalt van 400 gram CO₂/kWh in 2011 naar 300 in 2020, 100 in 2030 en minder dan 50 in 2040 in het IEA klimaatscenario (IEA 2014). De Engelse *Committee on Climate Change* heeft voorgesteld deze koolstofintensiteit in het Verenigd Koninkrijk richtinggevend in het beleid te laten zijn.

en in 2030 rond de 47 procent. De officiële Europese doelen voor die jaren (-20 en -40 procent) zijn dus aan de lage kant en maken een wat sterkere reductie daarna nodig. Dat hoeft niet in strijd te zijn met ‘adaptief beleid’ waarin wordt ingespeeld op nieuwe ontwikkelingen en kansen, maar alleen als de periode daarna zorgvuldig wordt voorbereid en maximaal wordt ingezet op kostenreductie voor grootschalige toepassing in latere jaren.

- Het meest robuuste beleid is om tot 2030 een solide basis van broeikasgasreductie te leggen (daadwerkelijk inzetten op eerste stappen en kostenreductie) om daarna goedkoper de grote transitie te kunnen realiseren. Volledige inzet op energiebesparing in de eerste decennia is cruciaal, daarna kan zwaardere inzet op een lagere koolstofinzet volgen.

4 Keuzes

In scenario's worden vaak bepaalde opties uitgesloten, omdat de opdrachtgever van de studie die opties afkeurt, of om te onderzoeken of de gestelde doelen nog steeds haalbaar zijn. Dat spitst zich veelal toe op kernenergie en afvang en opslag van CO₂ (CCS). Uit de verschillende analyses zijn enkele lijnen te trekken. Zonder kernenergie is 80 procent broeikasgasreductie nog mogelijk, maar het wordt waarschijnlijk duurder. Zonder CCS is een beperking van de temperatuurstijging tot 2 graden of minder waarschijnlijk niet mogelijk. Dit heeft twee oorzaken. Allereerst komt het door de noodzaak om na 2050 *negatieve* emissies te realiseren. Het ‘koolstofbudget’ is in 2050 op als de emissies niet snel omlaag gaan (PBL en KNMI 2015). Dat kan je in theorie compenseren door de inzet van biomassa te combineren met CCS (bCCS): zo ontstaan negatieve emissies. Een tweede reden waarom CCS noodzakelijk zou zijn is dat er naast besparing op een gegeven moment in de zware industrie geen alternatieven zijn. Voor de elektriciteitssector kom je er zonder CCS nog wel uit, maar wordt het aandeel wind en zon wellicht zo groot dat de netten dit zonder aanvullende maatregelen gericht op flexibiliteit van het systeem niet aankunnen (HM Government 2010). Dat geldt uiteraard nog sterker als men zowel kernenergie als CCS zou uitsluiten.

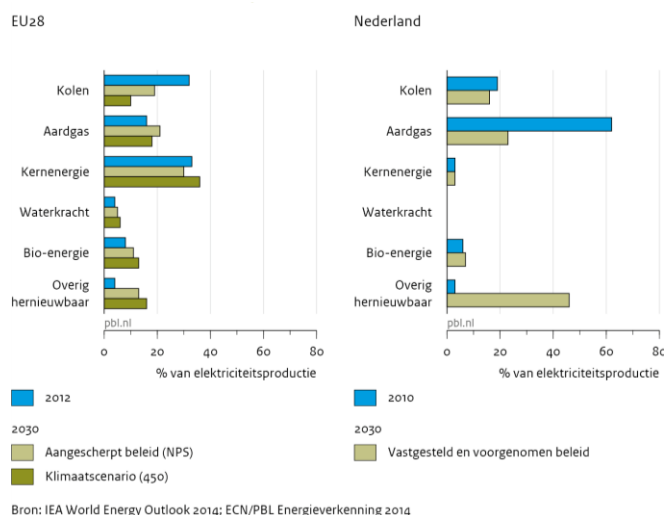
5 Nederland

De Nederlandse energievoorziening is veel eenzijdiger dan de Europese. Waar de twee brandstoffen met het grootste aandeel in Europa (olie en gas) in 2012 56 procent van het primair energieverbruik voor hun rekening namen, was dat in Nederland in 2010 83 procent. Kolen en kernenergie leverden in Europa samen 32 procent, in Nederland 11, en hernieuwbaar in Europa 12 tegen 4 procent in Nederland. Volgens de Nationale Energieverkenning zal in 2030 bij het huidig en voorgenomen beleid het aandeel olie gelijk zijn aan het huidige, maar is dat van aardgas sterk gedaald. Dat van kolen blijft globaal constant en van hernieuwbaar

stijgt sterk. De blijvende rol van kolen en sterke afname van het aandeel aardgas tot 2030 is dus een ander accent dan wat voor Europa wordt verwacht.

Opmerkelijk is dat voor Nederland (vastgesteld plus voorgenomen beleid) in de elektriciteitssector weliswaar een veel evenwichtiger brandstofmix wordt verwacht, maar dat deze zeer sterk van het Europees gemiddelde blijft afwijken (figuur 4).

Figuur 4 Brandstofmix voor elektriciteitsproductie



Het Nederlandse gasaandeel daalt dramatisch, terwijl dat van windenergie, maar ook van zonne-energie veel sterker dan het Europese gemiddelde stijgt.¹⁰ Richting een koolstafarme elektriciteitsvoorziening is dat ook nodig, omdat er in Nederland nauwelijks van kernenergie gebruik gemaakt wordt. Waar de Europese productie iets daalt, stijgt deze in Nederland.

PBL en ECN (2011) zijn nagegaan welke opties voor Nederland niet gemist kunnen worden om 70 of 80 procent van de broeikasgasemissies te reduceren. Belangrijkste bouwstenen blijken absolute vermindering van de energievraag, inzet van biomassa, afvang en opslag van CO₂, en elektriciteitsproductie zonder CO₂-emissies in combinatie met een hoger aandeel elektriciteit in het energieverbruik (het maakt voor de sommen niet uit of dat door kernenergie, zonne- of windenergie wordt gerealiseerd).¹¹ Het niet inzetten van een van deze opties zou het uiterste vragen van de andere. In theorie is 70 procent reductie dan soms nog wel mogelijk, maar gezien de vele onzekerheden wordt dat bestempeld als een risicovolle strategie. Tachtig procent reductie is zonder toepassing van elk van deze opties eigenlijk niet mogelijk. Bij plausibele veronderstellingen zal een koolstofarm

¹⁰ Het Nederlandse aandeel zon- en windenergie is in 2030 al hoger dan wat de branchevereniging Eurelectric in haar klimaatscenario voor 2050 veronderstelt (Behrens et al. 2014).

¹¹ Deze vier elementen lijken heel robuust. De Engelse regering kwam tot dezelfde conclusies (HM Government 2010) en voegde hieraan toe dat reducties bij niet-CO₂-broeikasgassen, industriële processen en het internationale transport niet vergeten mogen worden.

energiesysteem duurder zijn dan het doortrekken van huidige trends. De gasvraag zal uiteindelijk bij stevig klimaatbeleid dalen, omdat op gas in de warmtevoorziening bespaard wordt en CCS meer kosteneffectief is bij kolenstook. Biomassa blijft vooralsnog de belangrijkste bron van hernieuwbare energie omdat het breder inzetbaar is dan alleen in de elektriciteitsvoorziening, wat aandacht voor de duurzaamheid ervan blijft vragen.

6 Beleid

Het streven naar een robuust duurzaam energiebeleid zou het volgende kunnen inhouden.

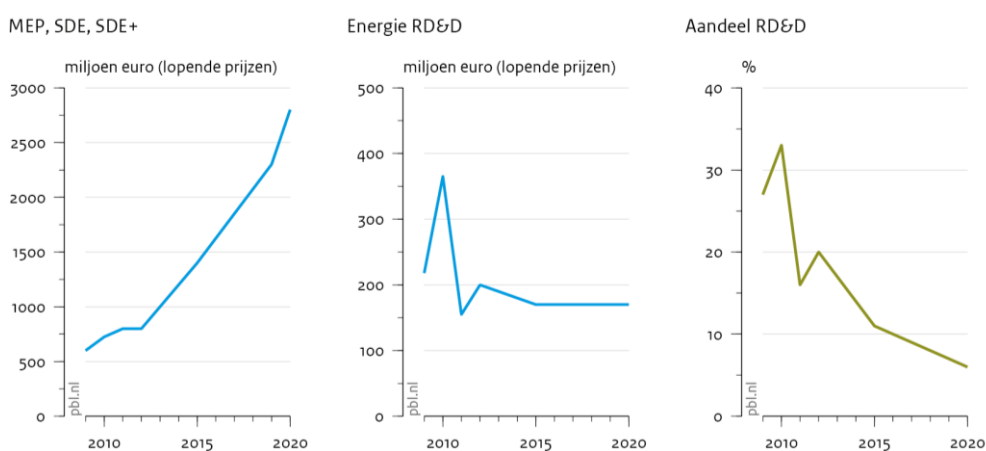
- Het kan inspelen op emissiereducties die beginnen met inzet op 2 graden temperatuurstijging. Dat kan door een reductiedoel van -80 procent broeikasgassen hard vast te leggen. Dit heeft ook baten inzake luchtkwaliteit en importafhankelijkheid en de kosten kunnen beperkt blijven. De harde vastlegging biedt de gewenste zekerheid voor investeerders. Tegelijk blijven we wel om ons heen kijken. Als gaandeweg blijkt dat andere regio's onvoldoende meedoen is rond 2030 terugval naar een lagere ambitie denkbaar, gezien de vanaf dat moment hoge kosten van het bereiken van een 2 gradendoel.
- Tot 2030 staan forse energiebesparing en het bereiken van een in sterke mate koolstofarme elektriciteitssector altijd voorop en is het nodig te bevorderen dat duurzame biomassa in forse omvang aanwezig is (zowel voor de chemie als voor het energieverbruik).
- Een sterke innovatie-inspanning is nodig om na 2030 tegen lagere kosten te kunnen implementeren. CCS hoort daarbij op grote schaal toepassingsgereed te zijn. Door onderzoek, ontwikkeling en vooral demonstraties (RD&D) creëer je als het ware opties die later in meer of mindere mate toegepast kunnen worden.
- De positie van gas is in de Europese energietransitie onzeker.

Het is in dit bestek onmogelijk een hierop gericht beleid in extenso te behandelen. Wel kunnen we enkele cruciale onderdelen aanstippen. Daarbij maak ik mede gebruik van cijfers uit de Nationale Energieverkenning 2014 om een indruk te geven van de ordegrößen van de uitdagingen waarvoor we staan.

1. *Innovatie.* Rond 2009 heeft Nederland resoluut beleid ingezet waarin de 'uitrol' van hernieuwbare energie en innovatie losgekoppeld zijn. Tot die tijd had de ondersteuning van hernieuwbare energie een dubbel doel: uitrol en innovatie bevorderen. Daarna is het vooral nog uitrol en een beetje innovatie via de Topsector Energie. Dat heeft een voor- en een nadeel. Het voordeel is dat de bevordering van hernieuwbare energie in Nederland relatief goedkoop is. De Europese toezichthouders hebben dat voor de elektriciteitssector vergeleken (CEER 2015). Na Denemarken (3,3 ct per gesubsidieerde kWh hernieuwbaar opgewekte elektriciteit) is de ondersteuning in Nederland vergeleken met ons omringende landen het goedkoopst, ver voor Duitsland

(14,2 ct) of België (15,6 ct; alle cijfers inclusief investeringssubsidie en fiscale faciliteiten). Maar het nadeel is dat ‘uitrol’ en stimulering van innovatie grotendeels zijn losgekoppeld.¹² Daarbij zullen de komende jaren de relatieve uitgaven voor energie-innovatie ten opzichte van uitrol van hernieuwbare energie sterk afnemen. Cijfers hierover zijn deels schattingen, maar ze geven wel een indruk. Figuur 5 vergelijkt de kasuitgaven voor de opeenvolgende ondersteuningsinstrumenten voor hernieuwbare energie (MEP, SDE en SDE+) met de uitgaven voor energie RD&D, waarbij ik veronderstel dat de laatste in de periode 2015-20 constant zullen blijven.¹³

Figuur 5 Kasuitgaven MEP, SDE en SDE+, en uitgaven voor energie RD&D (x)



Bron: IEA RD&D database; Algemene Rekenkamer, Subsidieregelingen duurzame energieproductie; EZ 2015; Londo en Boot, 2013.

(x) Excl. eerste geldstroom universiteiten (ongeveer 150 mln.), EIA, Vamil en invloed salderingsregeling zon-PV; SEO (2014) geeft voor RD&D lagere cijfers.

De planbureaus beargumenteerden onlangs dat de verhouding tussen ‘uitrol’ van hernieuwbare energie en innovatie-inspanning niet evenwichtig was, zonder daarbij overigens bovenstaande cijfers te geven (CPB e.a. 2014). Minister Kamp (EZ 2015) antwoordde daarop dat hij niet met geld kon schuiven omdat dit ten koste van het doelbereik van hernieuwbare energie in 2020/23 zou gaan en constateerde dat de planbureaus geen concreet voorstel voor een betere verhouding deden. Nu bieden wetenschappelijke analyses onvoldoende houvast voor algemene uitspraken over ‘optimale’ verhouding van kennisontwikkeling en –toepassing. Beide zijn uiteraard nodig. Toch zijn er indicaties dat op lange termijn een zwaardere inzet op onderzoek, ontwikkeling, demonstratie en eerste toepassing meer opleveren dan de huidige eenzijdige nadruk op *learning by*

¹² Er is 50 miljoen euro uit de SDE+ ter beschikking gesteld voor kostenverlaging van hernieuwbare energie. Onduidelijk is vooral aan welke lange termijnperspectief de RD&D gelden zijn gekoppeld.

¹³ De vergelijking is flatteus voor het aandeel RD&D, omdat de omvang daarvan betrekking heeft op de *totale* RD&D uitgaven. Die voor hernieuwbare energie zijn hiervan een kwart tot een derde.

doing zonder verschil tussen opties met en zonder potentieel voor de lange termijn (Verdonk en Boot 2011). De denktank Bruegel constateerde onlangs dat veel meer nagedacht moet worden over de optimale samenhang van deze investeringen (Zachman 2014). Een onbeargumenteerde verschuiving van het aandeel RD&D van rond de 30 naar rond de 6 procent in tien jaar is welhaast zeker niet verstandig. Met begrip voor het standpunt van minister Kamp dat tot 2020/23 het uitrolgeld nodig is om de doelen te halen, zou richtinggevend gesteld kunnen worden dat voor de periode daarna minimaal een vijfde van de totale uitgaven voor RD&D zinvol is om een effectieve en efficiënte bijdrage aan kostenverlaging van schone energie na 2030 te kunnen leveren en dat in de uitrol ook ruimte komt voor eerste toepassingen van kansrijke opties.¹⁴ In het Topsectorenbeleid kan dat gelijk een bijdrage leveren aan de concurrentiekracht van het Nederlandse bedrijfsleven. Zo'n grotere aandacht voor RD&D is alleen zinvol wanneer ook de toepassing ervan richting krijgt. Een voorbeeld zijn hybride warmtepompen. Deze zijn een schonere opvolger van de huidige HR-ketel. Door innovatie en toepassing worden ze goedkoper. Een evenwichtiger verhouding tussen belasting op gas en elektriciteit is van belang voor het stimuleren hiervan.

2. *Systeembenadering*. Energie is een systeem en transitie kan men alleen zinvol in een systeembenadering bezien. Elektrische auto's leveren bijvoorbeeld vooral een bijdrage aan een klimaatneutrale economie als de elektriciteitsproductie klimaatneutraal is. Bij biomassa moet bezien worden welke hoeveelheid zinvol hoogwaardig in de chemie ingezet kan worden voordat naar verbranding in de energievoorziening gekeken wordt. En dan gaan toepassingen waarvoor geen of weinig alternatief is – zoals voor de biobrandstof in de luchtvaart en het lange afstandstransport – voor degene waarvoor wel alternatieven zijn, zoals in de elektriciteitsvoorziening. Dit is bekend. De keerzijde hiervan is dat 'lock-ins' voorkomen moeten worden. Mogelijke voorbeelden daarvan zouden zijn gas in personenvervoer (want emitteert nog steeds CO₂ terwijl elektriciteit of waterstof alternatieven zijn) of kleinschalige wkk-installaties (restwarmte en warmtepompen zijn in gebouwen alternatieven). Minder aandacht is er voor de samenhang tussen investeringen in productie, opslag, verbruik en transportnetten – de infrastructuur. In het huidige energiebeleid volgt de infrastructuur de productie en het verbruik. Dat was begrijpelijk toen de kosten voor met name elektriciteitsproductie veel hoger waren dan voor de netten, en toen er niet zoveel te kiezen viel: of er nu een gas- of kolencentrale gebouwd wordt, maakt voor de netten niet zoveel uit. Dit is voorbij. Netten zijn duurder geworden en er is grote onzekerheid of het energiesysteem van de toekomst net zo centraal georiënteerd zal zijn als het huidige.

¹⁴ We raken hier aan de politieke discussie over de inzet van publieke middelen. Men kan ook stellen dat *zowel* uitrol als RD&D zinvol zijn, te meer in zoverre ze bijdragen aan economische groei. De genoemde 20 procent correspondeert ruwweg met de stelling van het IEA dat voor een succesvolle mondiale energietransitie de uitgaven voor RD&D moeten verdrievoudigen (IEA 2015).

Dat hangt vooral af van de te verwachten ontwikkeling van zonne-energie in de elektriciteitsvoorziening. Deze lijkt zeer onzeker.¹⁵ In de visie van de planbureaus in de Monitor Duurzaam Nederland 2014 speelt zon-PV geen rol in een kostenoptimale Europese energiemix in 2050, omdat het moment van productie ervan niet aansluit bij de vraag: de hoogste elektriciteitsvraag in Noordwest-Europa is 's avonds in de winter, de hoogste productie overdag in de zomer: de *'capacity credit'* van zon-PV in Noordwest Europa is vrijwel nul. Op de achtergrond speelt dan de vraag wat de relatieve kosten van zon-PV kunnen worden (bijvoorbeeld in relatie tot wind op zee of kernenergie) en vooral hoeveel opslag van overtollige elektriciteit mogelijk is.¹⁶ Zeker is dat de kosten van zon-PV veel sneller dalen dan voor mogelijk werd gehouden. Het IEA (2014a) voorzag in 2014 dat in 2050 16 procent van de mondiale elektriciteitsproductie door de zon geleverd zou worden, terwijl dat in 2011 nog maar 11 procent was. Maar ook deze analyse van het IEA voorziet voor Europa een lager aandeel zonne-electriciteit dan mondiaal, juist door het vraagpatroon. Zelfs in een scenario met nadruk op hernieuwbare energie zou het aandeel zon-PV in de Europese elektriciteitsvoorziening in 2050 maar 7,5 procent zijn, tegen bijvoorbeeld 18 procent in de Verenigde Staten (door vraag naar airconditioning gelijktijdig met de elektriciteitsproductie) en tegen 35 procent door wind opgewekte elektriciteit in Europa.¹⁷ Nu is er een wereld te winnen door een flexibeler elektriciteitssysteem (zie de bijdrage van Koutstaal in dit nummer) en zal opslag (primair naar warmte en koude) makkelijker en goedkoper worden. Maar opslag van energie die in de zomer is geproduceerd naar verbruik in de winter zal vermoedelijk moeilijk en kostbaar blijven. Ook is niet alle zonne-energie kleinschalig. Mondiaal wordt verwacht dat de helft van de zonne-energie grootschalig zal zijn. Ook in Nederland zien we dat grootschalige zon-PV al een beroep doet op de SDE+.

3. *Comparatieve voor- en nadelen.* Bij het nadenken over een duurzame energievoorziening is het goed ook te bezien waar Nederland meer en minder voordelen heeft. Drie aspecten vallen dan op. Allereerst hebben we weinig ruimte. We zijn een dichtbevolkt land. Het ligt niet voor de hand dat we ons gaan specialiseren in energie-opties die veel ruimte kosten. Daarmee vallen nadruk op zon-PV, biomassa-productie en wind op land af. Dit betekent niet dat daar niets zou kunnen, maar het ligt niet voor de hand hier hogere aandelen te wensen dan het Europese gemiddelde. Energiebesparing, flexibele netten en wellicht kernenergie passen juist meer dan gemiddeld omdat zij baat hebben bij grote dichtheden resp. weinig ruimte nodig hebben. Wind op zee wordt in

¹⁵ Modellen lijken zich met zon-PV geen raad te weten. Er is de laatste jaren veel meer capaciteit bijgekomen dan aanvankelijk verwacht. Het IEA model verwacht nu dat de jaarlijkse toename van zon-PV zal afnemen (van 38GW in 2013 naar 29 GW in 2020), in Europa zelfs van 22 GW in 2011 naar 5 GW in 2020) (IEA 2014b). In een van de recente Shell-scenario's is zonne-energie vanaf 2060 echter de grootste energiebron (Shell 2013).

¹⁶ Niet voor niets geldt de kostenontwikkeling van elektriciteitsopslag naast de gang van zaken in Rusland in Duitsland als belangrijkste onzekerheid met groot effect (WEC 2014).

¹⁷ Hiernaast is er *Concentrated Solar Power*, maar het verwachte aandeel daarvan in Europa is nog lager.

klimaatscenario's met nadruk in het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Nederland geplaatst (Simoes et al 2013), maar het is wel riskant vooral op één optie in te zetten. Overslag van olie, biomassa en (het minder robuuste) LNG passen in de grote havens. Ten tweede zal bij een aandeel van fossiele brandstoffen nog in 2040 en waarschijnlijk ook lang daarna in de brandstofmix veel afvang en opslag van CCS nodig zijn. Als we ons daarop voorbereiden hebben we hier een goede positie. Een voormalig CEO van EOn Benelux zei niet voor niets dat de Maasvlakte de beste plaats in Europa is voor kolencentrales: mogelijk gebruik van restwarmte, koelwater en opslagcapaciteit van CO₂ onder zee. Daar maken we echter alleen gebruik van als we dat tijdig voorbereiden. Ten derde hebben we een meer of minder goede kennispositie in verschillende opties en is de ligging in Noordwest-Europa een gegeven. In het kader van de Topsector Energie is nagedacht over sterktes in kennis en exportkansen, maar deze zijn niet gerelateerd aan een visie van wat we nu in Nederland op lange termijn zelf willen. Dit is een aspect dat aan de huidige overwegingen toegevoegd moet worden. In veel opzichten is het Nederlandse bedrijfsleven toeleverancier van Duitsland. Ook onze energienetten zijn daarmee verbonden. Het is dus belangrijk om ook te weten wat de voornemens in Duitsland zijn (zie de bijdrage van Notenboom en Ybema).

4. *Regionale verscheidenheid.* Zoals het Nederlandse beleid samenhangt met het Europese, wordt de regionale kant van het energiesysteem en –beleid belangrijker. In regio's met een groot warmteaanbod kan over warmtenetten nagedacht worden, in nieuwbouwwijken is geen gasnet meer nodig, in Zeeland heeft men een voorkeur voor kernenergie, maar in de Achterhoek voor decentrale energie. Deze voorkeuren kunnen ook veranderen: Groningen was tien jaar geleden vooral trots op de gasproductie en de kennis die daarom heen opgebouwd is, nu is er vooral zorg. Regio en land zullen steeds meer in samenspraak tot oplossingen moeten komen. De kracht van de 'energieke samenleving' kan daarbij een belangrijke rol spelen, maar als het proces onhandig wordt aangepakt – nationaal beleid dat verzint wat in een bepaalde regio absoluut noodzakelijk is – juist ook blokkerend werken. Misschien past deze regionale variëteit ook wel in de onzekerheid binnen de energiesector of het aandeel decentrale systemen nu wel of niet substantieel zal toenemen (WEC 2014).
5. *Beleidsinstrumenten.* Hier lijken drie vragen relevant. Indien we veronderstellen dat een transitie van de elektriciteitssector al voor 2030 onderweg moet zijn, en dat de Europese CO₂-prijs tot dat moment onvoldoende prikkels zal geven schone investeringen daadwerkelijk te beïnvloeden (Brink 2014), is dan geen nationaal beleidsinstrumentarium gericht op een schoon elektriciteitssysteem nodig? Het Verenigd Koninkrijk is tot de conclusie gekomen dat dit onvermijdelijk is (Boot 2015). Als Nederland zich globaal dezelfde doelen zou stellen als het VK, is niet goed in te zien waarom dit niet voor Nederland zou gelden. Het gaat dan om een nationale minimum CO₂-prijs, een feitelijk verbod op de bouw van nieuwe kolencentrales, een ruimhartige inzet op demonstratie van CCS en het fors en gelijkwaardig

stimuleren van CO₂-arme elektriciteit (in het Engelse geval zowel hernieuwbare als kernenergie). Beredeneerd kan worden dat de subsidiering van beschikbare capaciteit in de elektriciteitsvoorziening een antwoord is op een zeer specifiek Engels probleem dat vooralsnog in Nederland minder geldt. De tweede vraag is of het in algemene zin verstandig is om te zoeken naar specifiek Nederlandse beleidsinstrumenten. Het antwoord op die vraag is niet evident. Voor de gebouwde omgeving hebben we nationale doelen en is er sprake van een nationale context. Eigen beleidsinstrumenten liggen dan voor de hand, lering trekkend uit wat elders meer of minder goed werkt. In de transportsector is veel beleid Europees, met een aanvulling door fiscale instrumenten en maatregelen die de vervoersstromen trachten te beïnvloeden. Men kan stellen dat we zozeer verbonden zijn met een land als Duitsland, dat het grote voordelen heeft te zoeken naar zoveel mogelijk met dat land afgestemde beleidsinstrumenten. Voor bijvoorbeeld de ondersteuning van hernieuwbare energie lijkt dit voor de hand te liggen. Maar het is niet in alle gevallen noodzakelijk. Elk land zal zijn bijdrage aan de transitie moeten leveren. Maar de echte waarde van de Nederlandse bijdrage ligt niet zozeer in de getalsmatige omvang. Die is buitengewoon klein, in elk geval bij de aanpak van het klimaatprobleem.¹⁸ De waarde ligt meer in het feit dat we een dichtbevolkt hoogontwikkeld land zijn waar – uiteraard na zorgvuldige reflectie – nieuwe aanpakken uitgeprobeerd kunnen worden. Bij goede voorbereiding kunnen we een proeftuin zijn en leerervaringen opdoen waar anderen iets aan hebben. Dat is de rol die Denemarken (en Zweden) al jaren met verve spelen (zie bijdrage Notenboom en Ybema), en waar men bepaald geen schade van heeft. Inzake bijvoorbeeld de flexibiliteit van het elektriciteitsnet kan dat ook beter samen met Duitsland. Noordwest-Europa heeft hier alles in huis de proeftuin van de wereld te worden, omdat we hoogwaardige kennis hebben en in het aandeel variabele hernieuwbare elektriciteit (zon en wind) ongeveer 10 jaar voorlopen op China en de Verenigde Staten (IEA 2014c).

De derde vraag is of het beleidsinstrumentarium op orde is om de in Europa af te spreken niet-ETS doelen te halen. Dat is afhankelijk van de vraag wat het precieze doel wordt en hoe dat wordt verdeeld over de sectoren. Bij een doel voor 2030 van -38 procent ten opzichte van 2005 voor Nederland en het meetellen van het eerdere overschot, zou Nederland nauwelijks extra beleid nodig hebben als het sterk op de lange termijn gerichte tussendoel voor verkeer in 2030 uit het Energieakkoord wordt gehaald. Als voor de overige sectoren de ambities vergelijkbaar worden met voor verkeer is er wel extra beleid nodig. Verstandig beleid, ook in het licht van de periode erna, omvat efficiencybevordering, de inzet van gas in de scheepvaart, hernieuwbare energie – met name ook in de verwarming – en het verplaatsen van emissies

¹⁸ Het aandeel van Nederland in de mondiale broeikasfasemissies bedroeg in 1990 0,55 procent, in 2000 0,53 procent en in 2012 0,36 procent (EDGAR database). Dat van heel Europa in de CO₂ emissies bedroeg in 2012 10,8 procent, wat in het standaardscenario van het IEA zal dalen naar 6,1 procent in 2040 (IEA 2014b).

van de niet-ETS naar de ETS-sector (waar reducties goedkoper zijn) door elektrificatie en het gebruik maken van restwarmte in daartoe geschikte regio's (ECN en PBL 2014).

6. *De rol van de overheid.* Soms wordt gesteld dat de kern van effectief overheidsoptreden behelst dat de overheid de randvoorwaarden bepaalt zodat marktpartijen kunnen investeren. In bijvoorbeeld de industrie is dat juist, in grote delen van de gebouwde omgeving en het transport ook – zij het dat de overheid vooral in de laatste sector door het fiscaal beleid erg veel bepaalt. Maar in de elektriciteitssector is dit beeld achterhaald. Mondiaal vond in 2000-12 30 procent van de investeringen in de netten plaats (dus geheel gereguleerd en in Nederland daarenboven overheidseigendom) en 70 procent in de productie, waarvan in het standaardscenario ruwweg driekwart gesubsidieerd is (hernieuwbare energie en vaak ook kernenergie). Rond de 80 procent van de investeringen worden aldus door de overheid bepaald (IEA 2014d). Dan is het maar beter daar ook een heldere visie voor te ontwikkelen. Dat zou ook helpen het vertrouwen van marktpartijen verder te vergroten, waardoor de kapitaalkosten dalen.

7 Ten slotte

Bij alle onzekerheden – vooral over energieprijzen, geopolitiek, maatschappelijk draagvlak, de vraag of een stevig mondiaal klimaatakkoord tot stand zal komen en daarmee de rol van gas in de energiehuishouding – zijn ook enkele uitspraken met enige stelligheid te doen. Een duurzame energiehuishouding is een breed begrip, maar de dimensie van het tegengaan van klimaatverandering geeft nog steeds de grootste urgentie om tot extra inspanning te komen. Vermindering van importafhankelijkheid en een betere luchtkwaliteit liften mee als de Nederlandse inspanning Europees is ingebed. Omringende landen hebben laten zien dat het formuleren van eigen doelen en inzetten op duurzaamheid ook economische kansen kan bieden. Ik trek uit het voorgaande vijf conclusies.

Tot 2030 zijn de bouwstenen van een duurzame energiehuishouding vrij robuust. Energiebesparing is cruciaal. De elektriciteitsvoorziening moet grotendeels emissie-arm zijn. Windenergie wordt daarbij het Nederlandse trekpaard. Flexibilisering van het elektriciteitssysteem is daartoe noodzakelijk. De Nederlandse brandstofmix blijft aanzienlijk van het Europees gemiddelde afwijken, wat een risico van afwijkende kosten met zich meebrengt. Voorbereiding van grootschalige inzet van CCS – waarvoor Nederland comparatieve voordelen heeft – zou dat verschil reduceren.

Alleen emissiehandel als beleidsinstrument zal de transitie van de elektriciteitssector niet voor elkaar krijgen. Verbetering hiervan is cruciaal. Er wordt hard aan gewerkt in Brussel, maar het is steeds urgenter om – liefst samen met omringende landen – ook terugvalopties te doordenken, zoals het Verenigd Koninkrijk al heeft geïntroduceerd.

De discussie over het Nederlandse doel voor 2030 in de niet-ETS-sector is nog niet afgerond, maar niet ondenkbaar is dat dit geen noodzaak met zich mee zal brengen van veel extra beleid. We mogen ons daardoor echter niet in slaap laten sussen, want over de hele periode 2010-50 moet de jaarlijkse Europese broeikasgasreductie driemaal hoger zijn dan reeds werd gerealiseerd. In Nederland zal dat niet veel anders zijn. Juist in de gebouwde omgeving, waar Nederland eigen speelruimte heeft en we op tijd moeten beginnen, is er alle reden vooral het ambitieuze 2050 doel in het vizier te houden.

Overkoepelend kan de beleidsinzet zijn om in de periode 2023-2030 iets minder geld te besteden aan ‘uitrol’ van toepassingen van hernieuwbare energie die nu nog erg duur zijn en de opbrengst daarvan ten goede te laten komen aan RD&D van opties met groot potentieel – met een nadruk op demonstratieprojecten en vervolgens de eerste fase van toepassing, die relatief duurder zullen zijn dan pure R&D. Als CCS rond 2030 niet tegen aanvaardbare kosten beschikbaar zal zijn, lopen we reële risico’s dat de versnelling van broeikasgasreductie die daarna nodig is, niet gerealiseerd kan worden.

De markt zal deze transitie niet zomaar realiseren. Maatschappelijke partijen en overheid hebben in ons land het Energieakkoord getekend, wat een cruciale rol speelt in het bereiken van de 2020/23 doelen. Nederland heeft daar vooral zo’n moeite mee omdat we laat aan de uitvoering zijn begonnen. Het zou goed zijn als de overheid de transitiedoelen voor 2030 en 2050 tijdig en duidelijk zou formuleren en de uitvoering ervan zou borgen. Een vorm van wetgeving, zoals in het Verenigd Koninkrijk en Frankrijk al gerealiseerd zijn, ligt dan voor de hand.

Auteur

Pieter Boot (Pieter.Boot@pbl.nl) is hoofd van de sector Klimaat, Lucht en Energie van het Planbureau voor de Leefomgeving.

Literatuur

- Behrens, A., C. Coulie, J. Teusch, 2014, The Potential Evolution of the European Energy System to 2020 and 2050, CEPS Working Document 392.
- Boot, P., 2015, Energie- en klimaatbeleid in het Verenigd Koninkrijk: lessen voor Nederland, Internationale Spectator.
- Bosetti, V., G. Marangoni, E. Borgonovo, L. Diaz Anadon, R. Barron, H.C. McJeon, S. Politis, P. Friley, 2015, Sensitivity to energy technology costs: A multi-model comparison analysis, Energy Policy 80.
- Brink, C., 2014, Raming CO2-prijs in de Nationale Energieverkenning, PBL-notitie.
- CPB, PBL en SCP, 2014, Monitor Duurzaam Nederland 2014: Verkenning. Uitdagingen voor adaptief energie-innovatiebeleid Den Haag.
- CEER, 2015, Council of European Energy Regulators, Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013, Brussel.

- ECN en PBL, 2014, EU-doelen Klimaat en energie 2030: Impact op Nederland, Petten.
- Energy Post, 2014, Experts warn: the 'Great European Energy Transition' can still go wrong, 5 mei.
- Europese Commissie, 2011, Energy Roadmap 2050, COM (2011) 885/2.
- Europese Commissie 2011a, Impact Assessment Roadmap 2050.
- EZ 2015, Ministerie van Economische Zaken, Kabinetsreactie Monitor Duurzaam Nederland/Verkenning Energie-innovatiebeleid, 9 januari.
- HM Government, 2010, 2050 Pathways Analysis, Londen.
- IEA, 2012, Energy Technology Perspectives 2012, Pathways to a Clean Energy System, Parijs.
- IEA, 2014, Energy Technology Perspectives 2014, Harnessing Electricity's Potential, Parijs.
- IEA, 2014a, Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy 2014 edition, Parijs.
- IEA, 2014b, World Energy Outlook 2014, Parijs.
- IEA, 2014c, Technology Roadmap Energy storage, Parijs.
- IEA, 2014d, World Energy Investment Outlook, Parijs.
- IEA, 2015, Energy Technology Perspectives 2015, Parijs.
- Knopf, B., Y.-H. Henry Chen, E. de Cian, H. Foerster, A. Kanudia, I. Karkatsouli, I. Kepo, T. Koljonen, K. Schumacher, D.P. van Vuuren, 2013, Beyond 2020 – Strategies and costs for transforming the European energy system, Climate Change Economics vol. 4 suppl. 1.
- Londo, H.M. en P.A. Boot, 2013, Het Energieakkoord: wat gaat het betekenen? Inschatting van de gemaakte afspraken, Petten en Den Haag.
- PBL en ECN, 2011, Naar een schone economie in 2050: routes verkend. Hoe Nederland klimaatneutraal kan worden, Den Haag.
- PBL en KNMI, 2015, Klimaatverandering. Samenvatting van het vijfde IPCC-assessment en een vertaling naar Nederland, Den Haag.
- Ros, J. en B. Daniels, 2015, Sectordoelen voor niet-ETS broeikasgasemissies in 2030, Den Haag en Petten.
- SEO, 2014, Beleidsdoorlichting energiebeleid 2007 t/m 2012, Amsterdam.
- Shell, 2013, New Lens Scenarios.
- Simoes, S., W. Nijs, P. Ruiz, A. Sgobbi, D. Radu, P. Bolat, C. Thiel, S. Peteves., 2013, The JRC-EU-TIMES model. Assessing the long-term role of the SET Plan Energy technologies, JRC Scientific and Policy Reports.
- Verdonk, M. en P. Boot, 2011, Beleid voor Klimaat en hernieuwbare energie: op weg naar 2050, PBL-notitie, Den Haag.
- WEC, 2014, World Energy Council, 2014 World Energy Issues Monitor.
- WEC, 2014a, World Energy Council, World Energy Trilemma 2014: Time to get real – the myths and realities of financing energy systems.
- Zachmann, G., A. Serwaah en M. Peruzzi, 2014, When and how to support renewables? Letting the data speak, Bruegel working paper 2014/01.

De energietransitie kent geen blauwdruk: wat Nederland kan leren van zijn buurlanden

Jos Notenboom en Remko Ybema

Een tour d'horizon van de manieren waarop buurlanden - met name Denemarken, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk - verwickeld zijn in een zoektocht naar het klimaatvriendelijk maken van de elektriciteitsvoorziening, laat op de eerste plaats zien dat dit voor elk land een uniek proces is. Er is geen rolmodel voor Nederland. Wel zijn er veel relevante ervaringen in de buurlanden. Dit artikel identificeert een aantal lessen voor Nederland. Deze kunnen Nederland ondersteunen bij het ontwikkelen van het eigen model voor de energietransitie en de daaraan gekoppelde politiek-maatschappelijke drijfveren.

1 Inleiding

Het energiebeleid is de afgelopen decennia geëvalueerd tot een complex beleidsveld met verschillende doelen. De oliecrises van de jaren zeventig van de vorige eeuw zetten voorzieningszekerheid en betaalbaarheid op de agenda; de liberalisering van de Europese energiemarkt die werd geïnitieerd in de jaren negentig, legde de nadruk op betaalbaarheid en marktwerking; eind jaren negentig groeide de aandacht voor klimaatverandering; en na de economische crisis van 2008 was er versterkte politieke aandacht voor economische groei en innovatie. In het huidige energiebeleid van Nederland en buurlanden zijn al deze elementen te herkennen.

Vanwege het politieke commitment aan een koolstofarm energiesysteem in 2050 heeft het transitieaspect in het energiebeleid een grotere rol gekregen. Energiebeleid wordt daartoe ook steeds meer verbonden met een strategie om de economie te ontdoen van koolstof en de daaraan gerelateerde technologische ontwikkeling. Alleen zo kan worden bijgedragen aan het beheersbaar houden van de opwarming van de aarde. Dit is in het energiebeleid van Nederland en buurlanden in verschillende mate van uitwerking zichtbaar.

Mede gedreven door het Europese klimaat- en energiebeleid geven de Noordwest-Europese landen vorm aan hun energiebeleid. De manier waarop zij dit doen is sterk geworteld in maatschappelijke, economische en politieke tradities en is zodoende padafhankelijk. De centrale vraag in dit artikel is hoe een aantal

buurlanden invullingen geeft aan de energietransitie, hoe effectief zij daarin zijn en wat daarbij leerpunten voor Nederland zijn.

In de energietransitie van de buurlanden speelt de elektriciteitsvoorziening een grote rol. Deze staat dan ook centraal in dit artikel. Dat laat onverlet de enorme opgave om de broeikasgasemissies van transport, warmtevoorziening, industrie en landbouw te reduceren.

Vier thema's komen in dit artikel aan bod. Allereerst, het stelsel van energie- en klimaatdoelen, voor de korte en lange termijn, en achterliggende drijfveren en overwegingen; ten tweede, het stimuleringsbeleid voor de winning van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen; ten derde, de herinrichting van een elektriciteitsmarkt zodanig dat deze een transitie naar een koolstofarme elektriciteitsvoorziening ondersteunt; en als vierde komt specifiek nationaal broeikasgasbeleid voor de elektriciteitssector aan de orde. Ten slotte zullen uit de ontwikkelingen en ervaringen in de landen lessen en aandachtspunten voor de Nederlandse energietransitie worden gefilterd.

In dit artikel komen vooral Denemarken, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk aan de orde, omdat op bovengenoemde thema's in die landen veel gebeurt. Zijdelings passeren ook België en Frankrijk de revue.

2 Grote verschillen in het ontwerp voor de energietransitie

Beleidsdoelstellingen voor het energie- en klimaatbeleid geven op hoofdlijn sturing aan de energietransitie in de landen. Tabellen 1a-c tonen een overzicht van deze doelen, die voortkomen uit een combinatie van Europese en aanvullende nationale afspraken. De Europese doelen voor 2020 zijn in 2008 overeengekomen als onderdeel van het EU klimaat- en energiepakket. In oktober 2014 werd de Europese Raad van staatshoofden en regeringsleiders het op hoofdlijnen eens over de EU-doelstellingen voor 2030; de doelstellingen worden de komende tijd verder uitgewerkt. Voor 2050 heeft de Europese Raad zich gecommitteerd aan 80 tot 95 procent broeikasgasemissiereductie

Tabel 1a 2020: doelstellingen voor het energie- en klimaatbeleid in de landen voortkomend uit een combinatie van Europese en nationale afspraken

Nederland	België	Denemarken	Duitsland	Frankrijk ¹	Verenigd Koninkrijk
Europese doelen²					
<i>Broeikasgasreductiedoel niet-ETS sectoren (basisjaar 2005)</i>					
-16%	-15%	-20%	-14%	-14%	-16%
<i>Aandeel hernieuwbare energie in het finaal energiegebruik</i>					
14%	13%	30%	18%	23%	15%
<i>Energie-efficiëntie, indicatief nationaal doel, in reductie primair energieverbruik (basisjaar 2005)³</i>					
-11,4%	-15,1%	-7,8%	-12,7%	-9,1%	-20,3%
Nationale doelen					
· 100 petajoule additionele besparing finaal energiegebruik		· -40% bkg-emissies (t.o.v. 1990)	· -40% bkg-emissies (t.o.v. 1990)	· -20% bkg-emissies (t.o.v. 1990)	· -35% bkg-emissies (t.o.v. 1990) (3 ^{de} car-bon budget 2018-2022)
· 16% hernieuwbare energie in finaal energieverbruik (2023)		· -12% primaire energieverbruik (t.o.v. 2006)	· -20% primair energieverbruik (t.o.v. 2008)	· -20% primair energieverbruik (t.o.v. 2012)	
· 6.000 MW wind op land		· 35% hernieuwbaar in finaal energieverbruik	· 35% hernieuwbare elektriciteit (2025 : 40-45%)	· 50% aandeel kernenergie in de elektriciteits-productie (2025)	
· 4.450 MW wind op zee (2023)		· 50% windenergie in elektriciteits-consumptie	· 0% kernenergie (2023)	· -30% aandeel fossiel in primair energie-verbruik (t.o.v. 2012)	
· 15.000 extra banen (2016-2020) gerelateerd aan de uitvoering van het Energieakkoord		· 10% bio-brandstoffen in transport			

¹ De Franse nationale doelen zijn nog niet stabiel vanwege lopende politieke onderhandelingen over de energietransitiewet (*Loi de la Transition Énergétique*).

² Zie: EEA (2014) voor technische details van de EU 2020-doelen.

³ De landen hebben hun indicatieve nationale doelen elk op eigen manier geformuleerd. Doelen zijn ontleend aan de *Energy Efficiency Directive*-website van de Europese Commissie, en voor basisjaar 2005 aan de Eurostat-database primair energieverbruik.

De EU-doelen zijn in alle landen in belangrijke mate richtinggevend voor de energietransitie tot 2020. Voor de EU als geheel geldt een broeikasgasemissiereductiedoel van 20 procent (basisjaar 1990), dit wordt voor ongeveer twee derde verdeeld over de sectoren die onder het Europese emissiehandelssysteem vallen (ETS sectoren) en voor de rest over de sectoren die daar niet onder vallen (niet-ETS sectoren) (EEA 2014). De elektriciteitsproductie valt onder het ETS en daarvoor geldt een Europees emissieplafond en een handelssysteem voor emissierechten. Naast een broeikasgasdoel kent de EU doelen voor hernieuwbare energie en energie-efficiëntie met een differentiatie naar de individuele lidstaten (tabel 1a).

We zijn nu ongeveer halverwege de realisatie van de Europese 2020-doelen. Het Europees Milieuagentschap prognosticeert jaarlijks de voortgang van de EU als geheel en de individuele lidstaten (EEA 2014). Het beeld dat dit oplevert is erg wisselend. Zo zijn Denemarken en het Verenigd Koninkrijk de enige Noordwest-Europese landen die duidelijk op koers liggen voor realisatie van hun 2020-doelen. Duitsland, dat veel geroemd is vanwege zijn *Energiewende*, en België doen het goed voor wat betreft het aandeel hernieuwbare energie, maar blijven achter bij de broeikasgasreductie (niet-ETS) en de energiebesparing. Frankrijk doet het vooral goed bij de broeikasgasreductie (niet-ETS). Nederland is het enige Noordwest-Europese land dat achterblijft in de realisatie van alledrie de EU 2020-doelen en behoort daarmee volgens EEA (2014) tot de Europese hekkensluiters.

In aanvulling op de EU 2020-doelen kennen de landen nationale doelen voor verschillende aspecten van het energiesysteem. In enkele gevallen ondersteunen deze de EU-doelen, zoals de Nederlandse en Deense windenergiedoelstellingen. Daarnaast kennen Denemarken, Duitsland, Frankrijk en Groot-Brittannië nationale broeikasgasdoelen die ambitieuzer zijn dan het EU-doel en opvallenderwijze geen onderscheid maken tussen ETS en niet-ETS sectoren. Denemarken gaat nationaal verder in de doelstelling voor hernieuwbare energie dan Europees is afgesproken.

De economische logica van het Europese emissiehandelssysteem is dat door een Europees emissieplafond vast te stellen en bedrijven uitstootrechten te laten verhandelen, emissiereductie op de meest kosteneffectieve manier kan worden gerealiseerd. De markt bepaalt dan immers zelf waar, hoe, en tegen welke kosten maatregelen worden genomen als het totaal aan Europese ETS-emissies maar onder het wettelijk vastgestelde plafond blijft. De idee van nationale doelstellingen voor broeikasgasemissies over alle sectoren staat eigenlijk haaks op de uitgangspunten van het ETS. Dat Nederland geen nationaal broeikasgasreductiedoel heeft kan goed begrepen worden vanwege het grote belang dat de nationale politiek hecht aan kostenefficiëntie en de rol van de markt.

Nationale broeikasgasdoelstellingen zijn vanwege het ETS weliswaar onlogisch, maar hebben wel als voordeel dat ze een nationaal klimaatbeleid en maatschappelijke discussie daarover ondersteunen en stimuleren. Zulke nationale doelstellingen zijn er ook vanwege maatschappelijke en politieke aandacht voor klimaatverandering. In de meeste Noordwest-Europese landen is een minister verantwoordelijk voor het klimaatbeleid en is er een geïntegreerd energie- en klimaatbeleid. In België, Denemarken, Frankrijk en Groot-Brittannië vallen

klimaat en energie onder hetzelfde ministerie, dit bevordert beleidsintegratie. In Duitsland valt energie en klimaat niet onder dezelfde minister, maar daar maakt de milieuminister zich op het hoogste politieke niveau hard voor ambitieus klimaatbeleid. Nederland wijkt af van dit patroon doordat klimaat onder verantwoordelijkheid valt van de staatssecretaris van Infrastructuur en Milieu en energie onder verantwoordelijkheid van de minister van Economische Zaken. Er is in Nederland dus sprake van politieke asymmetrie gecombineerd met betrokkenheid van verschillende ministeries.

Tabel 1b 2030: doelstellingen voor het energie- en klimaatbeleid voor de EU als geheel en zoals gelden in de landen op basis van nationale afspraken

Europese doelen⁴	
• Broeikasgasreductiedoel 40% (basisjaar 1990), verdeeld over ETS (43%) en niet-ETS (30%) sectoren (basisjaar 2005). Nationale doelen voor de niet-ETS sectoren zijn nog niet vastgesteld. • Aandeel hernieuwbare energie 27% van het finale energieverbruik voor de EU als geheel. Nog onduidelijk wat dit precies voor de lidstaten gaat betekenen. • Verbetering energie-efficiëntie met 27%. Definitie nog onduidelijk, uitwerking naar wat dit precies voor de lidstaten gaat betekenen moet nog plaatsvinden.	
Nationale doelen	
Nederland	-17% bkg-emissies in transport en mobiliteit (t.o.v. 1990)
België	--
Denemarken	Uitfaseren van steenkool en van olie voor de warmteproductie 100% hernieuwbare elektriciteit en warmte (2035)
Duitsland	-55% bkg-emissies (t.o.v. 1990) 30% hernieuwbare energie in finaal energieverbruik 50% hernieuwbare elektriciteit (2035 : 55-60%)
Frankrijk	-40% bkg-emissies (t.o.v. 1990) 32% hernieuwbare energie in finaal energiegebruik 40% hernieuwbaar opgewekte elektriciteit -30% gebruik fossiele brandstoffen (t.o.v. 2012) 50% aandeel kernenergie in de stroomvoorziening
Verenigd Koninkrijk	-50% bkg-emissies (t.o.v. 1990) (4 ^{de} <i>carbon budget</i> 2023-2027)

Nederlandse buurlanden kennen nationale energie- en klimaatdoelen voor 2030 en verder, en met een stip op de horizon in 2050 (tabel 1b-c). Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk hebben de Europese 2050-ambitie vertaald in een nationaal 2050-doel. Voor ná 2023 kent Nederland alleen een in het kader van het

⁴ Als richtinggevend strategisch kader besloten door de Europese Raad op 24 oktober 2014 (EUCO 169/14).

Energieakkoord overeengekomen doel voor transport en mobiliteit. Dit lijkt een verweesd doel omdat het niet is ingekaderd in een samenhangend energie- en klimaatplan post-2020. De overige landen hebben een duidelijker beeld waar ze met het gehele energiesysteem naar toe willen. Vaak liggen hier langetermijnscenariostudies aan ten grondslag. Uit de doelen die de buurlanden hebben gesteld komen verschillen in drijfveren en politieke preferenties naar voren.

In het Deense beleid is sinds de eerste oliecrisis van 1973 een belangrijke drijfveer onafhankelijk te willen zijn van de import van fossiele brandstoffen. Om dit te bereiken zet het huidige Deense energiebeleid in op energie-efficiëntie en gebruik van hernieuwbare energie (vooral uit wind en biomassa). Daarnaast is een belangrijke politieke drijfveer economische kansen te willen creëren voor Deense *cleantech* bedrijven, waarvan windenergiebedrijf Vestas een bekend voorbeeld is. Binnenlands ambitieus energiebeleid en ondersteuning voor internationale expansie van het bedrijfsleven zijn belangrijke uitgangspunten achter dit beleid waarvoor een stabiel en breed politiek draagvlak bestaat. Denemarken doet het goed in de reductie van broeikasgasemissies. Dit is vooral te beschouwen als een bijproduct van zijn energie- en groene groei beleid (Notenboom en Nielsen 2015). De Deense langetermijnvisie vertaalt zich naar doelen voor het uitfaseren van fossiele energie en het volledig overstappen op hernieuwbare energie. De Deense klimaatwet van 2014 geeft een strategisch kader voor de transitie naar een koolstofarme samenleving in 2050. Onder deze wet is een *Climate Council* ingesteld voor wetenschappelijk advies, levert het ministerie voor klimaat, energie en gebouwen elk jaar een klimaatrapportage aan het parlement, en is het proces vastgelegd voor het vaststellen van nationale broeikasgasemissiereductiedoelen.

In Groot-Brittannië staat het verminderen van de uitstoot van broeikasgassen in het energiebeleid centraal vanwege de zorg over klimaatverandering. Sinds het Stern-rapport en mede als gevolg van grote overstromingen die Groot-Brittannië kent, is de steun voor klimaatbeleid breed, zowel bij het publiek als bij de belangrijkste politieke partijen. Post-2020 kent het land alleen broeikasgasdoelen. De Britse klimaatwet die in 2008 van kracht werd, legt het broeikasgasdoel voor 2050 vast. Groot-Brittannië neemt periodiek besluiten over tussenliggende doelen die vervat zijn in zogenaamde *carbon budgets* voor periodes van vijf jaar. Het Britse *Committee on Climate Change* adviseert de regering over de omvang van deze budgetten en rapporteert ieder jaar direct aan het parlement over de voortgang. Het Verenigd Koninkrijk was tot voor kort het enige land in de EU dat broeikasgasdoelen wettelijk heeft vastgelegd - recentelijk heeft ook Finland dit gedaan - en zoals eerder opgemerkt gaat het daarbij om alle emissies (ETS en niet-ETS sectoren). De Britse gedachte is dat een combinatie van oplossingen nodig is voor een koolstofarme energievoorziening en dat niet alleen hernieuwbare energie en energiebesparing gestimuleerd moeten worden, maar ook CO₂-afvang en -opslag (CCS) en kernenergie. Per sector (energieproductie, bedrijven, transport, huishoudens, landbouw, bosbouw en afval) werken de Britten het beleid uit en dit wordt periodiek geëvalueerd en op basis van *evidence* verbeterd. Met de recente

Energy Market Reform wordt sterk ingezet op decarbonisatie van de elektriciteitsvoorziening (Boot 2015).

Tabel 1c 2050 De EU-ambitie en de doelstellingen voor het energie- en klimaatbeleid in de landen op basis van nationale afspraken

Europese ambitie⁵

Vermindering van de uitstoot van broeikasgassen met 80-95% (basisjaar 1990)

Nationale doelen

Nederland	-60% bkg-emissies in transport en mobiliteit (t.o.v. 1990)
België	--
Denemarken	100% hernieuwbare energie in de energiesector en het transport
Duitsland	-80-95% bkg-emissies (t.o.v. 1990) -50% primair energieverbruik (t.o.v. 2008) 60% hernieuwbare energie in finaal energieverbruik 80% hernieuwbare elektriciteit
Frankrijk	-75% bkg-emissies (t.o.v. 1990) -50% finaal energieverbruik (t.o.v. 2014)
Verenigd Koninkrijk	ten minste -80% bkg-emissies (t.o.v. 1990)

Het Duitse stelsel van langetermijndoelen voor de energietransitie kenmerkt zich door duidelijke technologische keuzes. Hierin wijkt het sterk af van het Britse stelsel. Duitsland kiest voor een *Atomausstieg*; deze voorziet in een afschakelplan met sluiting van de laatste kerncentrales eind 2022. Wind- en zonne-energie worden in Duitsland als de belangrijkste pijlers gezien voor de toekomstige energievoorziening. *Die Erneuerbaren* zijn in het Duitse debat over de energietransitie vrijwel een doel op zichzelf. Daarnaast zet men in op energiebesparing. Een lager energieverbruik vermindert immers importafhankelijkheid, reduceert emissies en vergemakkelijkt omschakeling naar een hernieuwbare energieverzorging. Op het niveau van de energie- en klimaatdoelen laat Duitsland een complex beeld zien. Er is kritiek vanwege inconsistenties en overlap (Löschel et al. 2012). Deze complexiteit is ook een uiting van de verschillende drijfveren achter de *Energiewende*. Industriebeleid is daarvan een belangrijke, maar dat valt moeilijk in eenduidige doelen te vertalen omdat de verschillende spelers in de Duitse industrie niet dezelfde belangen hebben (Rutten 2014). Ook ethische overwegingen achter het besluit om uit de kernenergie te stappen spelen een rol (Boot en Notenboom 2014). Kenmerkend voor de *Energiewende* is verder de grote betrokkenheid van burgers. Dit is gestoeld

⁵ Besloten tijdens de Europese Raad op 30 oktober 2009 (15265/1/09 REV 1) in aanloop naar de Kopenhagen VN klimaatconferentie

op enerzijds de afkeer van kernenergie en de grote zorg over een veilige *Endlagerung* van nucleair afval, en anderzijds de mogelijkheid om met decentrale energieopwekking (vooral zon en wind) – ondersteund met tot voor kort financieel aantrekkelijke *feed-in* tarieven – de regie op de eigen energieverzorging terug te pakken op de grote energieconcerns (*Energiedemokratie*). De uitvoering van de *Energiewende* stelt de Duitse regering voor een enorm complexe politieke en economische uitdaging (Kemfert et al. 2015).

De Franse regering heeft een energietransitiewet - *le nouveau modèle énergétique français* – aan het parlement ter besluitvorming voorgelegd. In eerste lezing konden de Assemblée en de Senat niet tot overeenstemming komen. Het voorstel wordt nu in tweede lezing in de Assemblée behandeld. De energiedoelstellingen uit artikel 1 van het wetsvoorstel zijn in tabel 1a-c opgenomen. De wet moet ertoe bijdragen dat Frankrijk zijn energie-onafhankelijkheid vergroot en een bijdrage levert aan het tegengaan van de opwarming van de aarde. Met name een drietal hoofdlijnen uit de wet zijn voor de energietransitie van belang. Allereerst, het aanmoedigen van hernieuwbare energie waardoor de energiemix gevarieerder wordt en het bestaande binnenlandse potentieel aan hernieuwbare bronnen wordt benut. Ten tweede, verbeteren van de woningisolatie. Daarmee wordt energie bespaard, de energierekening van burgers verlaagd en werkgelegenheid gecreëerd. Ten slotte, ontwikkelen van schoon transport waarmee de luchtkwaliteit verbetert ten gunste van de gezondheid van de Franse bevolking. De wet benoemt onder andere een reeks aan fiscale en financiële maatregelen waarmee de doelstellingen moeten worden bereikt.

De olifant in de kamer van het Franse energiedebat is de toekomst van de kernenergie. Dit is dan ook het belangrijkste punt waarover de politiek geen overeenstemming heeft kunnen bereiken in eerste lezing. Frankrijk heeft 63,2 gigawatt aan opgesteld vermogen kernenergie (58 reactoren verdeeld over 19 plaatsen). Kernenergie is daarmee verantwoordelijk voor circa 75 procent van de Franse elektriciteitsproductie. 80 procent van deze capaciteit is tussen 1977 en 1987 gebouwd, de gemiddelde leeftijd van de kernreactoren is zo'n 30 jaar. In het wetsvoorstel is opgenomen dat het aandeel kernenergie in de elektriciteitsmix in 2025 moet zijn teruggebracht tot 50 procent. Eveneens is er een maximum van 63,2 gigawatt gesteld aan het opgestelde vermogen. Dit is gelijk aan het huidige vermogen aan kernenergie en betekent dus dat er niets kan worden toegevoegd zolang er geen andere centrale ontmanteld wordt. Dit laatste zou dus betekenen dat de opening van de nieuwe kerncentrale in Flamanville de ontmanteling van minimaal één andere centrale tot gevolg zou hebben. De verlaging van het aandeel kernenergie en de sluiting van Fessenheim, de oudste inwerking zijnde Franse kerncentrale, zijn verkiezingsbeloften van president Hollande, maar het rechtse politieke kamp ziet de nucleaire sector als belangrijk voor de concurrentiekracht van het Franse bedrijfsleven.

In tegenstelling tot Duitsland is er in Frankrijk geen politieke overeenstemming over de toekomst van de kernenergie, laat staan een afschakelplan. Met de nucleaire voorstellen in de energietransitiewet heeft de Franse regering echter wel

een politiek taboe doorbroken. De reductie van 75 naar 50 procent atoomstroom is vergelijkbaar met de 140 terawattuur die Duitsland op grond van de *Atomaustieg* tussen 2010 en 2022 moet vervangen. Voor de overige onderdelen van het energie- en klimaatbeleid zijn er ook grote overeenkomsten tussen Duitsland en de Franse voorstellen. Ribera en Rüdinger (2014) en AGORA (2015) signaleren een convergentie tussen Duitsland en Frankrijk in het ontwerp van de energietransitie. Dit leidt tot versterkte samenwerking tussen Frankrijk en Duitsland in de energiepolitiek en kan gevolgen hebben voor de Europese politiek.

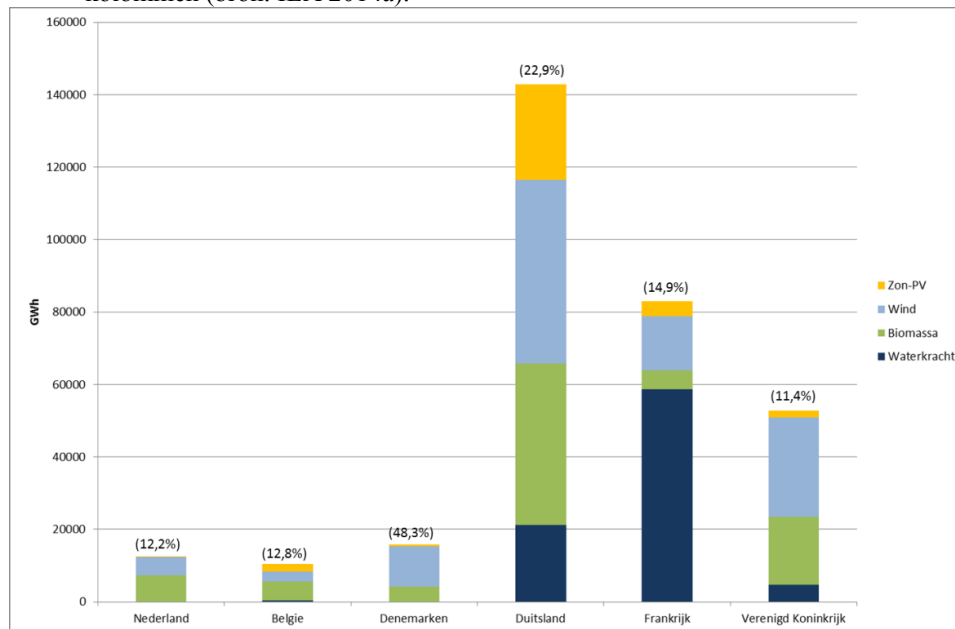
Alle landen streven naar de groei van banen en bedrijvigheid gerelateerd aan de energietransitie. In Nederland heeft dit geleid tot een kwantitatieve doelstelling in het Energieakkoord. De wijze waarop dit streven wordt vormgegeven verschilt wel van land tot land. Duitsland richt zich bijvoorbeeld meer op versterking van de kennisinfrastructuur en technologische innovatie dan het Verenigd Koninkrijk. Denemarken zet in op het creëren van een binnenlandse markt voor de *cleantech* sector en publiek private samenwerking in de internationale expansie van deze sector (PBL 2013).

3 Convergentie in stimuleringsregimes hernieuwbare elektriciteit

Het meest in het oog springende aspect van de energietransitie in Noordwest-Europa is de groei van het aandeel hernieuwbaar opgewekte stroom (zonnepanelen, windturbines, vergistingsinstallaties). Figuur 1 geeft voor 2012 een overzicht van de hoeveelheden hernieuwbaar geproduceerde elektriciteit in de landen. Duitsland springt er duidelijk uit en heeft ook een substantieel aandeel zon-PV. Denemarken, vaak genoemd als groot voorbeeld in de ontwikkeling van hernieuwbare energie, heeft weliswaar een hoog percentage hernieuwbaar in de nationale stroommix maar is in absolute hoeveelheid vergelijkbaar met Nederland. Opvallend is verder het hoge aandeel waterkracht en de beperkte rol van zon-PV in Frankrijk. Twee landen, Duitsland en Denemarken, hebben in 2012 al duidelijk meer dan 20 procent hernieuwbaar in de stroommix waarvan een groot deel weersafhankelijke variabiliteit kent (zon en wind); sindsdien zijn deze aandelen verder gestegen.

De huidige groei van hernieuwbare energie in Noordwest-Europa vindt plaats in een elektriciteitsmarkt waarin de stroomvraag, mede door de economische recessie, relatief stabiel is en er sprake is van overcapaciteit. De groei van hernieuwbaar in een op marginale kosten gebaseerde stabiele markt heeft tot lage groothandelsprijzen geleid. De huidige marktomstandigheden worden verder gekenmerkt door een relatief lage prijs van kolen ten opzichte van gas, en een lage prijs voor CO₂-emissierechten. Het gevolg is dat vooral kolencentrales de marginale prijs in de markt bepalen terwijl dat voorheen de gascentrales waren. Het gevolg is dat juist flexibele en relatief schone gascentrales economisch onrendabel zijn. Deze ontwikkelingen bij elkaar hebben grote gevolgen voor het business model van de bestaande energieverzorgers (IEA 2014b, Tennet 2015).

Figuur 1 Hernieuwbare elektriciteit in Noordwest-Europese landen in 2012. Aandeel hernieuwbaar in de totale elektriciteitsproductie tussen haakjes boven de kolommen (bron: IEA 2014a).



Het IEA (2014b) onderscheidt in het hernieuwbare energiebeleid een drietal fasen. In de beginfase gaat het erom investeerdersvertrouwen te winnen voor hernieuwbare energieprojecten in een omgeving gedomineerd door conventionele opwekking en relatief dure hernieuwbare technologieën. In de *take-off* fase is het van belang het totaal aan kosten voor de ondersteuning van hernieuwbaar te beheersen. Een belangrijk aandachtspunt is dan snel te kunnen reageren op markt- en technologische ontwikkelingen. In de consolidatiefase treedt de systeem- en marktintegratie van hernieuwbare energie in het beleid op de voorgrond.

Nederland, België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk bevinden zich grofweg op de overgang van de beginfase naar de take-off fase. Duitsland en Denemarken beginnen in de consolidatiefase te komen. Nederland heeft het afgelopen decennium in de beginfase geen duidelijke koers gevaren. Er was veel onduidelijkheid over doelen en beleidsstrategie, en er was geen stabiele wet- en regelgeving. Met de SDE+ regeling, het Energieakkoord en heldere uitgangspunten voor offshore-wind lijkt er in het Nederlandse beleid nu meer duidelijkheid te zijn gekomen en komt de take-off fase in beeld.

Al voor inwerkingtreding van de EU-richtlijn hernieuwbare energie (RED) kenden veel landen beleid om de productie van hernieuwbare elektriciteit in de begin- en take-off fasen te bevorderen. De RED heeft dit verder gestimuleerd en het EU-doel van 20 procent vertaald naar nationale doelstellingen. De Europese Commissie heeft juridische mogelijkheden om lidstaten hieraan te houden. De RED geeft geen specifieke sturing op de instrumenten die lidstaten inzetten ter stimule-

ring van hernieuwbare energie en zet ook niet aan tot harmonisatie. Elk land heeft op eigen manier invulling gegeven aan het stimuleringsbeleid voor hernieuwbare energie, aansluitend op de nationale praktijk (CEER 2015).

Achter de groei van hernieuwbare energie die vooral sedert 2000 heeft plaatsgevonden schuilt niet alleen een actief stimuleringsbeleid, maar ook technologische ontwikkeling en daarmee gepaard gaande kostenreducties. Om oversubsidiëring te voorkomen dient het beleid met zulke kostenreducties rekening te houden. Duitsland heeft op dit punt in de take-off fase in het geval van zon-PV niet altijd adequaat gehandeld. In de periode 2009-2011 daalden de kosten voor zon-PV snel, maar de hoogte van de vergoeding werd daar onvoldoende op aangepast. Het gevolg was dat investeren in zon-PV lucratief werd en de geïnstalleerde capaciteit in de jaren 2010-2012 met circa zeven gigawattpiek per jaar steeg. Op zich een goede ontwikkeling uit oogpunt van de groei van hernieuwbare energie, maar kostenefficiënt was het niet. Het was mede de oorzaak dat in die periode de heffing voor hernieuwbare energie op de stroomrekening voor consumenten snel steeg (in 2009 was ze nog 1,33 ct/kWh terwijl ze in 2012 was opgelopen tot 3,59 ct/kWh). Deze prijsstijging en het feit dat juist kapitaalkrachtige burgers die in zon-PV investeerden van de hoge vergoedingen profiteren (de afgesloten contracten hebben een looptijd van 20 jaar), terwijl minder kapitaalkrachtigen hieraan via hun stroomrekening moesten betalen, tastte het maatschappelijk draagvlak voor de *Energiewende* aan.

Aanvankelijk werden vooral feed-in-tarieven (een vaste vergoeding voor geleverde stroom, FiT) als instrument in gezet. Meer recent zien we een verschuiving naar feed-in-premies (een variabele vergoeding bovenop de marktprijs voor stroom, FiP) en in toenemende mate de introductie van veilingen op grond waarvan de hoogte van vergoedingen wordt bepaald. FiPs zorgen dat aanbieders van hernieuwbare energie zich meer op de markt moeten oriënteren. Het Verenigd Koninkrijk had aanvankelijk een verplicht aandeel hernieuwbare energie in combinatie met groencertificaten en is nu overgegaan naar *contracts for difference* die enige gelijkenis vertonen met het Nederlandse systeem van FiPs waarvoor ook in het Verenigd Koninkrijk aanbesteed moet worden.

Onder de Duitse hernieuwbare energiewet (EEG) uit 2000 gold een FiT-regiem en zijn veel door burgers geïnitieerde projecten van de grond gekomen. De risico's zijn daarbij laag en de opbrengsten aantrekkelijk (4-5 procent rendement), zeker in vergelijking tot de recente lage rente op spaargeld. In latere aanpassingen van de EEG, vooral die uit 2014, dwingt de wetgever producenten van hernieuwbaar opgewekte stroom zich meer op de markt te oriënteren. Een kritiekpunt is dat het daardoor voor burgers moeilijker geworden is om hernieuwbare energieprojecten van de grond te krijgen. Het ontbreekt hen vaak aan expertise en middelen om de geproduceerde stroom op de dynamische groothandelsmarkt te verkopen (Gotchev 2015).

Een ander aandachtspunt voor de take-off fase is het onder de knie krijgen van niet-economische barrières (IEA 2014b). Alle landen worstelen wel met de ruimtelijke inpassing van vooral windturbines. Daar is lokaal vaak weerstand tegen van-

wege geluidsoverlast en horizonvervuiling. In Duitsland en Frankrijk reageert de politiek met het vastleggen van wettelijke minimumafstanden tussen windturbines en woonhuizen. Goede ervaringen zijn er in Denemarken en Duitsland met het vroegtijdig betrekken van omwonenden bij de ontwikkeling van nieuwe windparken waarbij ze ook onder gunstige voorwaarden kunnen delen in de opbrengst. In Engeland is ongeveer 70 procent van de bevolking voorstander van windturbines in de buurt van hun woning. De Engelse en Schotse overheid maken onderscheid tussen gebieden die wel en niet in aanmerking komen voor windparken.

4 Zoektocht naar een elektriciteitsmarkt voor de energietransitie

In de zoektocht naar een model voor de elektriciteitsmarkt (*market design*) gaat het er om de transitie naar een koolstofarme elektriciteitsvoorziening met de juiste marktrelevante prijsprikkels te faciliteren zodat emissies worden gereduceerd en leveringszekerheid wordt gegarandeerd, en dusdanig dat er voldoende zekerheid is voor investeerders (zie ook Koutstaal in dit nummer). Vooral twee landen zijn in het licht van deze zoektocht een nadere beschouwing waard. Het Verenigd Koninkrijk, waar middels de *Energy Market Reform* recentelijk een forse verandering in de marktstructuur is geïmplementeerd, en Duitsland, waar voorstellen voor marktmodellen zijn neergelegd, gericht op de integratie van grote aandelen hernieuwbare energie.

In Duitsland is de inrichting van de elektriciteitsmarkt een belangrijk thema voor het beleid. Duitsland ziet vooral voor zon- en windenergie een grote rol in de toekomstige energievoorziening weggelegd. Vanwege de weersafhankelijkheid van deze bronnen is de Duitse discussie over de inrichting van de elektriciteitsmarkt gericht op de integratie van variabele hernieuwbare energie en het garanderen van leveringszekerheid in geval de zon niet schijnt en de wind niet waait. Dit betekent dat nieuwe, en vanwege de klimaatdoelstelling schone, opwekkingscapaciteit nodig is voor geval hernieuwbare bronnen onvoldoende kunnen leveren en op langere termijn technologieën voor de opslag van energie. De systeemintegratie van hernieuwbare energie is verder gebaat bij adequate hoogspanningsnetten voor binnenlandse balancerende van vraag en aanbod, en bij voldoende interconnecties met de buurlanden. In Duitsland is vooral de relatief beperkte verbindingscapaciteit tussen het windrijke noorden en de verbruikscentra in het zuiden en westen een belangrijk aandachtspunt.

Naar verwachting wordt in Duitsland eind 2015 besloten over het *market design*. In de discussie hierover staan twee modellen tegenover elkaar, de *energy only market* (EOM) en de capaciteitsmarkt (BMW 2014). De EOM gaat er vanuit dat – onder de juiste condities – de markt voldoende prikkels genereert op grond waarvan voldoende in opwekkingscapaciteit wordt geïnvesteerd. In de EOM wordt alleen gehandeld in hoeveelheden elektrische energie (kilowattuur). Met een capaciteitsmarkt stelt de overheid parallel aan de EOM een aparte markt voor capaciteit

in. Daarin wordt gehandeld in het ter beschikking stellen van vermogen (kilowatt). De gedachte is dat de overheid hierdoor zorgt voor een hoger niveau aan opwekkingscapaciteit dan wanneer dit alleen aan de EOM wordt overgelaten. Dit vergroot de garantie op leveringszekerheid. In de Duitse discussie is de mate waarin een capaciteitsmarkt compatibel is met de Europese interne markt eveneens een belangrijk aandachtspunt. In geval van de EOM is het van belang dat de wetgever geen bovengrens stelt aan de stroomprijzen op de groothandelsmarkt (vergelijk Koutstaal in dit nummer). Vooralsnog lijkt de Duitse overheid terughoudend in het willen inrichten van een capaciteitsmechanisme. Wel is over een bescheiden (vier gigawatt) capaciteitsreserve besloten, dit wordt gezien als een no-regret-optie.

In Duitsland lijkt zich consensus af te tekenen in de volgtijdigheid van de verschillende stappen waarmee flexibiliteit kan worden verhoogd. Allereerst is dat het versterken van de kortetermijnelektriciteitsmarkt (*intraday market*), het verbeteren van de voorspelling in de productie van zon- en windenergie (deze bronnen zijn weliswaar weersafhankelijk maar niet onvoorspelbaar), en de verplichting voor hernieuwbare energieproducenten hun stroom direct op de markt aan te bieden waardoor ze met marktprijssignalen rekening gaan houden. Al deze stappen zijn al aan de orde in de huidige Duitse, en ook de Deense, elektriciteitsmarkt, en men slaagt erin de huidige aandelen variabele hernieuwbare elektriciteit zonder al te grote problemen te integreren. De integratie van de Europese elektriciteitsmarkt is hierbij zeker behulpzaam. In vervolgstappen komen aan de orde dat hernieuwbare energieproducenten systeemverantwoordelijkheid krijgen, het aanpassen van de elektriciteitsvraag aan de aanbodsituatie (in Duitsland vooral gericht op de industrie), en energieopslag. Bij dit laatste is er ook vanuit het beleid veel aandacht voor *power-to-heat* omdat dit een veelbelovende optie is die met bestaande technologieën economisch aantrekkelijk kan worden gerealiseerd. Opties als *power-to-gas* zijn op dit moment nog niet economisch aantrekkelijk en komen in beeld nadat voorafgaande stappen zijn gezet. Op basis van de wettelijk vastgelegde ontwikkelpaden voor hernieuwbare energie verwacht men dat dit pas over 10-15 jaar het geval zal zijn.

Na intensieve consultatie van de elektriciteitssector is in Groot-Brittannië in 2014 de *Energy Market Reform* (ERM) geïmplementeerd. De langetermijnvisie is een elektriciteitsmarkt waarin koolstofarme technologieën op kosten met elkaar concurreren. De ERM omvat een aantal instrumenten waarvan in het oog springen de *contracts for difference* voor zowel hernieuwbare energietechnologieën als kernenergie, een capaciteitsmarkt, en een vloerprijs voor CO₂-emissierechten in de elektriciteitssector die vooralsnog op £30 per ton CO₂ is vastgesteld. Bij deze CO₂-prijzen zijn kolencentrales niet meer concurrerend met gascentrales waardoor naar verwachting kolencentrales uit bedrijf zullen gaan. Bouwen van nieuwe kolencentrales is vanwege een *energy performance standard* impliciet onmogelijk gemaakt. Het Verenigd Koninkrijk kende grote urgentie om de regels voor de elektriciteitsmarkt te veranderen omdat er recent weinig regelbaar vermogen is bijgebouwd waardoor de zorg over leveringszekerheid groeide (Boot 2015).

De eerste veiling onder het met de ERM geïntroduceerde capaciteitsmechanisme heeft eind 2014 plaatsgevonden. Het ging om 49 gigawatt voor de winter 2018-2019. Naast algemene kritiek op de introductie van een capaciteitsmarkt heeft de Britse overheid ook veel kritiek ontvangen op de uitkomsten van de eerste veiling.⁶ Het grootste deel van gegunde contracten betreft jaarcontracten voor bestaande gas- en kolencentrales. Men kan zich afvragen of een capaciteitsmarkt daadwerkelijk nodig was voor centrales die er al zijn. Slechts één grote moderne gascentrale (1,6 gigawatt) verwierf een contract terwijl de capaciteitsmarkt juist werd gemotiveerd als middel om flexibel nieuw gasvermogen te ondersteunen als back-up voor variabele hernieuwbare energie. Minder dan één procent van de capaciteitscontracten werd gegund aan bedrijven die vraagsturing aanbieden, de elektriciteitsvraag wordt dan teruggebracht indien de stroomlevering krap is.

In Nederland is de leveringszekerheid van elektriciteit goed gewaarborgd (Tennet 2013) en de overheid is niet voornemens een capaciteitsmechanisme te introduceren. De Europese Commissie toetst in hoeverre de verschillende initiatieven van de lidstaten sporen met de Europese mededingingsregels (EC 2015). Kritiek is er op het feit dat capaciteitsmechanismen het risico in zich dragen bestaande kolen- en gascentrales te ondersteunen en daarmee de transitie naar een duurzame elektriciteitsvoorziening in de wielen te rijden (Neuhoff *et al.* 2013). Nederland doet er goed aan de marktontwikkelingen in de buurlanden te volgen en bijtijds te bedenken wat deze betekenen voor een kostenefficiënte transitie naar een koolstofarme elektriciteitsvoorziening.

5 Divergentie in nationaal CO₂-beleid voor elektriciteitssector

In Duitsland en Groot-Brittannië vertaalt het nationale klimaatbeleid zich in maatregelen voor de elektriciteitssector in aanvulling op het Europese emissiehandelssysteem (ETS). Beide landen lijken echter twee verschillende modellen te volgen.⁷ Groot-Brittannië kent in het kader van het EMR aanvullende nationale maatregelen ter versterking van de CO₂-prijs. Duitsland heeft recent een klimaatheffing voorgesteld gericht op de meest vuile (bruin)kolencentrales. Denemarken heeft weliswaar ná 2020 nog geen nationaal klimaatdoel maar wil wel het gebruik van steenkolen in 2030 stoppen. Dit sluit aan op de Deense strategie om in 2050 volledig te zijn overgeschakeld op hernieuwbare energie. In Frankrijk richt het nationale klimaatbeleid zich vooral op de warmtesector en het transport. Elektriciteit kent daar immers al een hele lage CO₂-intensiteit vanwege hoge aandelen kernenergie en waterkracht in de elektriciteitsproductie.

Zoals eerderesignaleerd kent Duitsland nationaal klimaatbeleid. Begin 2014 bleek volgens prognoses van het *Umweltbundesamt* (UBA 2014) dat de nationale

⁶ Old coal and gas plants won largest share of capacity market, final results confirm, The Carbon Brief, 5 January 2015.

⁷ Sandbag, Carbon price instruments for the power sector, Comparing the German Proposal to the UK, 31-March 2015.

emissies in 2020 uitkomen op 33 procent reductie ten opzichte van 1990. Het nationale doel is echter 40 procent emissiereductie. In december heeft de Bondsregering ingestemd met een klimaatactieprogramma 2020 (BMUB 2014), dit betreft alle sectoren inclusief de elektriciteitsvoorziening en beoogt het gat van zeven procent te dichten. Met het plan wil Duitsland ook antwoord geven op de kritiek dat ondanks de dure *Energiewende* de Duitse broeikasgasemissies stijgen. Deze kritiek verzwakt de internationale geloofwaardigheid van Duitsland ook met oog op de aanloop naar de internationale klimaatconferentie in Parijs eind 2015.

Uitgangspunt voor de Duitse regering is, naast gestage groei van hernieuwbare energie, het versterken van het Europese emissiehandelsysteem (ETS).⁸ Daarnaast stelt de Bondsregering dat de elektriciteitssector in grote mate bijdraagt aan de broeikasgasemissies en een groot technisch-economisch reductiepotentieel heeft. De sector zal dan ook moeten bijdragen aan de realisatie van het nationale 2020-doel. In de Duitse context betekent dit een discussie over het aandeel kolen in de elektriciteitsvoorziening (85 procent van de emissies door de elektriciteitssector komt van bruinkool- (53 procent) en steenkoolcentrales (32 procent)). Om het 40 procent reductiedoel te halen zou de sector in 2020 22 miljoen ton minder CO₂ mogen uitstoten (Reitz et al. 2014). Er is in de Duitse politiek nog geen overeenstemming over hoe dit moet worden gerealiseerd. Wel heeft het ministerie voor economische zaken en energie (BMWi) met het voorstel voor een klimaatheffing een in zijn soort uniek instrument voorgesteld.⁹ Dit op de oudste en inefficiëntste (bruin)kolencentrales gerichte nationale *Klimaschutzinstrument* sluit aan op het ETS, en voldoet volgens BMWi aan belangrijke eisen: waarborg voor leveringszekerheid, voldoende bedrijfskundige flexibiliteit voor de elektriciteitssector, en geringe doorwerking op de elektriciteitsprijzen. Over de drempelwaarden en hoogte van de heffing is nog veel politieke discussie. In principe richt het instrument zich op individuele oudere centrales die te maken gaan krijgen met een geleidelijk dalend emissieplafond. Als een centrale in een bepaald jaar dit plafond overschrijdt moet een boete per ton CO₂ worden betaald, te voldoen in emissierechten (ETS). Een heffing dus in de vorm van CO₂-emissierechten waarmee deze worden onttrokken aan de Europese markt en voorkomen wordt dat emissies elders plaatsvinden.

De Britse overheid vindt dat de prikkels die van het ETS uitgaan te beperkt zijn om de structuur van de elektriciteitsvoorziening te veranderen en de CO₂-uitstoot fors terug te brengen. Zoals hierboven genoemd zijn in het kader van het EMR diverse aanvullende nationale maatregelen genomen die naar verwachting tot lagere CO₂-uitstoot leiden. Deze maatregelen ondermijnen echter wel het emissiehandelsysteem omdat ze tot minder schaarste aan emissierechten leiden hetgeen de prijs ervan drukt.

⁸ BMUB Pressemitteilung Nr.066/15 (Berlin, 26.03.2015) Hendricks: Reform des EU-Emissionshandels muss früher greifen.

⁹ German Energy Blog, Killing Coal Controversial – Proposed New Climate Levy Debated Among Ruling Political Parties, States and Utilities, April 24, 2015.

De Britse overheid schrikt er niet voor terug om maatregelen te nemen die in andere landen niet in beeld zijn. Zo is men er van overtuigd dat CCS en kernenergie nodig zijn naast meer hernieuwbare energie en energiebesparing, en worden investeringen voor CCS en kernenergie daadwerkelijk uitgelokt. Overigens geldt voor Nederland ook dat CCS nodig is om forse CO₂-reducties te realiseren (PBL/ECN 2011). Ook de introductie van een CO₂-vloerprijs in het Verenigd Koninkrijk getuigt van moed. Dit houdt verband met een consequente redenering door de Britten die werkelijk voorsorteert op een 80 procent broeikasgasvermindering in 2050 en het duidelijkheid willen geven aan marktpartijen.

6 Lessen voor Nederland

In dit artikel is de energietransitie in de buurlanden van Nederland beschouwd. De focus lag hoofdzakelijk op de elektriciteitssector en de manier waarop de landen hun energietransitie aanpakken, en minder op de uitwerking in instrumenten en instituties en ervaringen in de uitvoering.

Uit de stelsels van beleidsdoelen ter ondersteuning van de energietransitie komen grote verschillen in aanpak en onderliggende maatschappelijke en politieke preferenties tussen de landen naar voren. Voor de energietransitie bestaat geen blauwdruk. Alle landen zijn op een of andere manier bezig met een zoektocht naar hoe de energievoorziening koolstofarm gemaakt kan worden op een technologisch, economisch en maatschappelijk haalbare manier. Dit gaat nergens zonder frictie. Vooral de positie van de grote energiebedrijven en de internationale concurrentiepositie van de energie-intensieve industrie leidt tot discussie. Vanwege verschillen in economische structuur, fysieke omstandigheden, en ook padafhankelijkheden is dit voor elk land een uniek proces. Dit betekent dat geen van de landen als rolmodel voor Nederland kan fungeren. Nederland zal dan ook zijn eigen model en het bijbehorende politiek-maatschappelijke verhaal moeten ontwikkelen. Ervaringen in andere landen kunnen hierbij inspireren en helpen. Wat dat betreft is de grote diversiteit aan ervaringen in de buurlanden ook een kans.

Het stelsel van politiek vastgelegde energie- en klimaatdoelen geeft een beeld van het ontwerp van de energietransitie in landen. Nederland valt op vanwege het ontbreken van zo'n samenhangend, op de lange termijn gericht beleidskader (voor België geldt overigens hetzelfde). In het Nederlandse Energieakkoord, met 2023 als belangrijkste horizon, ligt de nadruk vooral op realisatie van de Europese 2020-doelen. Een belangrijke les voor Nederland uit de praktijk in de buurlanden is dat langetermijndoelen richting en structuur geven aan de energietransitie. Dit heeft een mobiliserende werking. In de buurlanden is veel geïnvesteerd in het maatschappelijke en politieke draagvlak voor zo'n langetermijnkader. Zo'n gedragen kader is essentieel, zeker ook vanuit het perspectief van investeerders en de innovatieprocessen gericht op koolstofarme en zuinige energietechnologieën.

Een belangrijke drijfveer achter de energietransitie van de meeste buurlanden is klimaatbescherming. Opvallend is dat, op België en Nederland na, de Noordwest-

Europese landen ambitieus nationaal klimaatbeleid hebben geformuleerd. In de motivatie geven deze landen aan ook duidelijke nationale verantwoordelijkheid te willen nemen voor de oplossing van het mondiale klimaatprobleem. Het Nederlandse klimaatbeleid volgt in tegenstelling tot deze buurlanden het ‘Europese basismodel’: de ETS-sectoren worden afgedekt met het emissiehandelssysteem en voor de niet-ETS sectoren bestaat aanvullend nationaal beleid. In het klimaatbeleid van de meeste landen is de Europese ambitie van 80-95 procent broeikasgasreductie in 2050 politiek bekrachtigd. Hierdoor ontstaat nationaal een duidelijk richtpunt en motief voor de transitie. In Nederland is er onduidelijkheid over dit essentieel richtpunt voor de energietransitie. Hierin duidelijkheid scheppen is een les voor Nederland.

Uit de vergelijking tussen de ontwerpen voor de energietransitie komen met name twee modellen naar voren. Het Britse ‘enkel broeikasgasdoelmodel’ en het continentale ‘meervoudig doelenmodel’. Dit laatste is aan de orde in Duitsland, Frankrijk en Denemarken. Het Britse model richt zich enkel op het klimaatdoel en instituties en instrumenten zijn daarop gericht. Een economisch betekenisvolle prijs voor emissierechten is de sleutel waarmee de Britten hun energietransitie willen inzetten, naast het direct uit de markt drukken van kolencentrales. Het continentale model verbindt expliciet meerdere doelen aan de energietransitie, naast klimaatbescherming ook reduceren van importafhankelijkheid, creëren van lokale bedrijvigheid, prikkelen van innovatie en technologische ontwikkeling, en energie door en voor burgers. Afhankelijk van het model dat Nederland kiest zijn er lessen uit de ervaringen in de buurlanden te trekken. Het Britse model impliceert krachtig nationaal klimaatbeleid, in wet verankerd, met duidelijke broeikasgasdoelen waarop investeerders zich kunnen richten, ondersteund met een CO₂-prijs die het huidige ETS niet kan leveren. Het complexere meervoudig doelenmodel vergt een brede visie op de systeemtransitie en de technologieën die daarin onder de nationale omstandigheden (op termijn) een belangrijke rol spelen. Bij dit model is de uitdaging doelen en instrumenten te ontwerpen die consistent zijn en elkaar niet in de wielen rijden. Het is onder dit model veel complexer om op basis van kostenbatenanalyses tot beleidskeuzes te komen. In de landen met dit model wegen niet-economische argumenten zwaar mee in de primaire keuze en speelt kostenefficiëntie vooral een rol in de uitwerking.

Voor wat betreft de stimulering van hernieuwbare-energie technologieën sluit het Nederlandse beleid goed aan bij de trend naar grotere marktoriëntatie die ook in de buurlanden zichtbaar is. Een belangrijke les uit Duitsland is om technologie- en volumeontwikkeling scherp in de gaten te houden en beleidsmatig adequaat te kunnen schakelen indien overstimulering (of onderstimulering) dreigt.¹⁰ Nederland werkt overigens al langer met een plafond op de subsidies waardoor kosten beheerst blijven. De ervaringen in landen als Duitsland en Denemarken met de sys-

¹⁰ Het recente rapport van de Algemene Rekenkamer (2015) over de SDE+ regeling wijst ook in deze richting.

teemintegratie van variabele hernieuwbare energie zijn op termijn belangrijk voor Nederland.

In Nederland is in vergelijking tot zijn buurlanden geen urgentie om aanpassingen te doen in het ontwerp van de elektriciteitsmarkt, vooral de introductie van een op capaciteit georiënteerde parallelle markt. Vanwege de marktkoppeling kunnen aanpassingen, vooral in Duitsland, aan het *market design* wel doorwerken in het functioneren van de binnenlandse markt. Nederland doet er goed aan om de marktontwerpen die in het licht van de energietransitie en de integratie van variabele hernieuwbare energie bij de burens op tafel liggen, intensief te evalueren, inclusief de bevindingen van de Europese Commissie, en de praktische uitwerking te volgen. Op basis daarvan kan worden nagegaan welke onderdelen interessant zijn voor toepassing in Nederland en kunnen tijdig kanttekeningen worden geplaatst bij ongewenste ontwikkelingen.

Er is op basis van de ervaringen in de buurlanden veel voor te zeggen om samenhangend nationaal klimaat- en energiebeleid te formuleren, zie ook de eerdere opmerkingen over de langetermijnnoriëntatie. In de uitwerking zijn de Britse en Deense ervaringen met geïnstitutionaliseerde onafhankelijke adviescolleges interessant. Institutioneel valt in vrijwel alle buurlanden de verantwoordelijkheid voor energie en klimaat onder hetzelfde ministerie, of maakt klimaat ten minste onderdeel uit van de portefeuille van een minister. Nederland wijkt hiervan wel heel erg af en het valt te overwegen om in de toekomst geïntegreerd energie- en klimaatbeleid vanuit één ministerie vorm te geven. Nationaal beleid kan niet zonder nationale instrumenten en dan is met name de relatie tot het Europese emissiehandelssysteem een complicerende factor. In dit licht zijn de Britse ervaringen met maatregelen om de werking van het ETS nationaal te versterken interessant om te evalueren, maar ook de recent in Duitsland voorgestelde klimaatheffing.

Ten slotte, landen zoeken samenwerking in het vormgeven van hun energietransities. In Noordwest-Europa valt vooral de Duits-Franse bilaterale samenwerking op, zowel op het niveau van de politiek¹¹ als in de uitvoering van gemeenschappelijke projecten.¹² Het is moeilijk voor te stellen dat de transitie naar een koolstofarme energievoorziening vorm kan krijgen zonder intensieve samenwerking. Ook het recente initiatief voor een *Energy Union* van de Europese Commissie stuurt in deze richting. Een land als Duitsland met z'n vele burens - waaronder grote landen als Frankrijk en Polen - zal niet automatisch de samenwerking met Nederland zoeken. Daaraan kan alleen een actieve Nederlandse opstelling¹³, zowel op politiek als op technisch-wetenschappelijke niveau, verandering brengen.

¹¹ Recentelijk nog eens bekrachtigd door de gemeenschappelijke energieverklaring van de Duits-Franse ministerraad op 31 maart 2015.

¹² Zo is onder meer een Duits-Frans bureau voor hernieuwbare energie opgericht, zie: <http://enr-ee.com/>

¹³ De huidige samenwerking tussen de Benelux, Duitsland en Frankrijk in het Pentalaterale Energie Forum is vooral operationeel van aard.

Auteurs

Jos Notenboom (jos.notenboom@pbl.nl) is als senior beleidsonderzoeker verbonden aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL). Remko Ybema (ybema@ecm.nl) is momenteel senior adviseur bij Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN). Hij heeft van 2004 tot en met 2014 leiding gegeven aan de unit Policy Studies van ECN.

Literatuur

- Agora, 2015, Report on the French Power System, Version 1.0, Country profile, Agora Energiewende, Berlin, February 2015.
- Algemene Rekenkamer, 2015, Stimuleren duurzame energieproductie (SDE+), Haalbaarheid en betaalbaarheid van beleidsdoelen, Algemene Rekenkamer, Den Haag, 14 april 2015.
- BMWi, 2014, An electricity market for Germany's energy transition, Discussion paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper), Berlin, oktober 2014.
- BMUB, 2014, Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, december 2014.
- Boot, P., 2015, Energie- en klimaatbeleid van het Verenigd Koninkrijk: lessen voor Nederland? Internationale Spectator, vol. 3: 1-9.
- Boot, P. en J. Notenboom, 2014, De Duitse Energiewende: uitdagingen en lessen voor Nederland, Internationale Spectator, vol. 68 (7/8): 16-20.
- CEER, 2015, Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013, Council of European Energy Regulators, Ref: C14-SDE-44-03, Brussels, 15 januari 2015.
- EC, 2015, Initiating an inquiry on capacity mechanisms in the electricity sector pursuant to Article 20a of Council Regulation (EC) No 659/1999 of 22 March 1999C(2015) 2814 final, Commission Decision of 29.4.2015.
- EEA, 2014, Trends and projections in Europe 2014, Tracking progress towards Europe's climate and energy targets for 2020, EEA report No 6/2014, European Environment Agency, Copenhagen.
- Gotchev, B. 2015, Market integration and the development of wind power cooperatives in Denmark, Lessons learned for Germany, Transdisciplinary Panel on Energy Change, Institute for Advanced Sustainability Studies e.V., Potsdam, februari 2015.
- IEA, 2012, Energy Policies of IEA Countries, The United Kingdom, 2012 review, International Energy Agency, Parijs.
- IEA, 2014a, Renewables information 2014, IEA Statistics. International Energy Agency, Parijs.
- IEA, 2014b, Energy policies in IEA countries. European Union, 2014 Review, International Energy Agency, Parijs.
- IEA, 2014c, Seamless power markets, Regional integration of electricity markets in IEA member countries, Featured insight, International Energy Agency, Parijs.
- Kemfert, Cl., P. Opitz, T. Traber en L. Handrich, 2015, Deep Decarbonization in Germany, A Macro-Analysis of Economic and Political Challenges of the 'Energiewende' (Energy Transition), DIW Berlin: Politikberatung kompakt 93, Berlijn, 25 februari 2015.

- Löschel, A., G. Erdmann, F. Staiß en H.-J. Ziesing, 2012, Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Berlin, Mannheim, Stuttgart, december 2012.
- Neuhoff, K., J. Diekmann, Cl. Gerbaulet, Cl. Kemfert, F. Kunz, W.-P. Schill, S. Schwenen, T. Traber en Ch. von Hirschhausen, 2013, Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt, DIW Berlin: Wochenbericht nr. 48/2013, 27 november 2013.
- Notenboom, J. en J. Nielsen, 2015, Het Deense energieakkoord: springplank naar de toekomst, Clingendael Internationale Spectator, januari 2015: 1-9.
- PBL, 2013, Vergroenen en verdienen, Op zoek naar kansen voor de Nederlandse economie, Planbureau voor de Leefomgeving, Den Haag, PBL-publicatienummer: 1061.
- PBL/ECN, 2011, Verkenning van routes naar een schone economie in 2050, Hoe Nederland klimaatneutraal kan worden, Planbureau voor de Leefomgeving, Den Haag, PBL-publicatienummer: 500083014.
- Reitz, F., Cl. Gerbaulet, Chr. von Hirschhausen, Cl. Kemfert, C. Lorenz, P.-Y. Oei, 2014, Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten, DIW Wochenbericht 47, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Berlin, november 2014.
- Ribera, T. en A. Rüdinger, 2014, The energy transition in France: a shift towards a new energy model? ZBW Leibniz Information Centre for Economics, Intereconomics 2014 (5): 251-256.
- Rutten, D., 2014, The Energiewende and Germany's industrial policy. Clingendael International Energy Programme, CIEP paper 2014 |07: 1-44.
- Tennet, 2013, Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2012-2028, TenneT TSO B.V., CAS 2013-103, juni 2013.
- Tennet, 2015, Market review 2014, Electricity market insights, Tennet en IAEW RWTH Aachen University, april 2015.

Groene groei: hoe bereiken we dat?

Frank den Butter, Viktória Kocsis en Bert Tieben

Het regeerakkoord van het kabinet Rutte II belooft veel aandacht voor economische groei en duurzaamheid. Dit artikel bespreekt op welke wijze inhoud kan worden gegeven aan de wens van het kabinet om economische groei en zorg voor het milieu met elkaar te combineren. Vanuit het perspectief van de economische welvaartsanalyse gaat het daarbij om de afweging tussen de materiële welvaart en de milieukwaliteit. Vanuit de economische groeitheorie wordt geschetst welke mogelijkheden er zijn voor een dergelijke groene groei. De verschillende manieren om de productiviteit te beïnvloeden en te bevorderen vormen daarbij het aangrijpingspunt voor het beleid. Een verhoging van de milieu efficiëntie, bijvoorbeeld door een milieubesparende technologie kan tot groei met minder milieugebruik leiden, maar dat hoeft niet altijd het geval te zijn.

1 Inleiding

Het bevorderen van economische groei staat hoog op de politieke agenda. Dat geldt zeker nu in de afgelopen jaren, vanwege de kredietcrisis en de navolgende schulden crisis, er per saldo geen sprake is geweest van economische groei en de Nederlandse economie via twee recessies een daling van de materiële welvaart te zien heeft gegeven. Aan de intentie van het kabinet om de economische groei te bevorderen is wel de randvoorwaarde opgelegd dat dit niet ten koste mag gaan van het milieu. In het regeerakkoord is dit als volgt geformuleerd: “De innovatiekracht van het bedrijfsleven, de kennisinstellingen en de overheid zal optimaal worden gericht op de transitie naar een duurzame economie en groene groei”. De vraag die in dit artikel centraal staat is hoe handen en voeten gegeven kan worden aan dit voornemen van het kabinet. Meer specifiek betreft dit de vraag hoe zo’n groene groei er uit moet zien en hoe deze bereikt kan worden.

Het betreft de beleidsafweging om aan de ene kant de inkomens- en productiegroei te bevorderen en aan de andere kant voor de lange termijn en toekomstige generaties een goede milieukwaliteit te garanderen. Dit artikel beziet deze afweging vanuit het perspectief van de economische welvaartsanalyse. Meer specifiek gaat het om de volgende vragen:

- Welke mogelijkheden heeft het beleid om groene groei te bereiken: Wat zegt de economische wetenschap over de inzet van natuurlijk kapitaal en milieu als productiefactor?
- Wat zijn de lessen van de groeitheorie over de *trade-off* tussen economische groei en de druk op milieu en natuurlijke hulpbronnen?

De welvaartsanalyse leert dat het waarborgen van de milieukwaliteit een publiek belang is. Benutting van het milieu in de productie brengt veelal externe effecten met zich mee die het beleid dient te internaliseren. Daarnaast maakt milieu deel uit van de sociale welvaartsfunctie met maatschappelijke voorkeuren die aan het beleid een handvat bieden om het op groene groei gerichte beleid vorm te geven. Uiteraard zijn er ook andere publieke belangen die een onderdeel vormen van de sociale welvaartsfunctie. Er is sprake van een wisselwerking tussen de belangen waarop de overheid zich wil richten. Door milieu te expliciteren in de sociale welvaartsfunctie wordt de wisselwerking transparant en kan het begrip groene groei beter vanuit de maatschappelijke voorkeuren en daaruit afgeleide politieke preferenties ten aanzien van de verschillende welvaartsaspecten gedefinieerd worden. Dit welvaartstheoretisch perspectief wordt in sectie 2 besproken en vormt de opmaat voor de beschouwingen over hoe groene groei te bereiken valt. Daarbij wordt vanuit dit perspectief ook een aantal mogelijke definities van groene groei gegeven.

Sectie 3 bevat een overzicht van de literatuur over het milieu in de economische groeitheorie. De analyse van natuurlijk kapitaal in relatie tot economische groei is gebaseerd op de bestaande groeimodellen en metingen. Al decennia lang is milieu gezien als een productiefactor die bijdraagt aan de productie. De effecten van elke productiefactor – dus ook van milieukapitaal – op economische groei worden beschreven aan de hand van de begrippen productiviteit en efficiëntie.

Sectie 4 vat kort de bevindingen samen en geeft de beleidsmogelijkheden en politieke keuzes aan om handen en voeten te geven aan het voornemen van het kabinet om de groene groei te bevorderen. Tevens komen de onderzoeksvragen aan de orde die voor een op groene groei gericht beleid nog beantwoording behoeven.

2 Groei en welvaart

In een brede welvaartsanalyse zijn verschillende factoren bepalend voor de maatschappelijke welvaart. Naast de materiële welvaart, met de omvang van de productie (Y) als indicator zijn dat bijvoorbeeld de mate van inkomensgelijkheid, de inflatie en andere mogelijke welvaartsindicatoren zoals deze zijn opgenomen in de *Human Development Index* van de Verenigde Naties. Vanuit het perspectief van groene groei is het relevant het milieu – de ‘milieukwaliteit’ – als onderdeel van de totale welvaart op te nemen. Welvaart is dan de optelling van de waarde van zowel goederen en diensten als het milieu voor producenten en consumenten. Dit betreft

zowel geprijsde als niet-geprijsde goederen en diensten. Bijvoorbeeld, consumenten waarderen schonere lucht en water, waarmee de kwaliteit van de leefomgeving mede het beleven van welvaart bepaalt, maar telers kunnen ook profiteren van betere waterkwaliteit of energie opgewekt door niet-uitputbare natuurlijke hulpbronnen, zoals zon of wind.

In formule kan de maatschappelijke welvaart (W) met productie en milieu als elementen als volgt weergegeven worden:

$$W=w(Y,E)$$

Hierbij geeft de specificatie van de welvaartsfunctie (W) aan welke afruil er tussen productie (Y = materiële welvaart) en milieu (E = in abstracte zin ‘environment’) bestaat. Deze afruil is een kwestie van maatschappelijke voorkeuren, waarbij de politiek in het beleid zo goed mogelijk invulling geeft aan de maatschappelijk gewenste afruilwaarden. Voor de economische analyse is de afruil een gegeven, zij het dat vanuit paternalistische overwegingen wel bepleit wordt om de maatschappelijke voorkeuren op dit gebied te beïnvloeden. De doelstelling van economisch beleid is daarbij om het potentieel voor welvaarts groei, gegeven de voorkeuren en afruilwaarden, maximaal te benutten.

Belemmeringen van efficiëntie. In de praktijk zijn er meerdere factoren die de maximale benutting van het potentieel van welvaarts groei belemmeren:

- Verschillende typen marktfalen, zoals milieu-externaliteiten, kennis-spillovers of schaafeffecten.
- Exogene factoren, zoals de economische crisis.

Als markten niet efficiënt werken is er sprake van *marktfalen* (voor een uitgebreide lijst van milieugerelateerde typen marktfalen: zie Kocsis et al. 2013). Het kan gebeuren dat de productie van goederen en diensten gevolgen heeft buiten de desbetreffende markt (bijvoorbeeld op andere markten of op het milieu) en dat marktpelers die gevolgen niet meenemen in de kosten en baten bij het nemen van beslissingen. Dit zijn de *externe effecten* of externaliteiten. Externe effecten hebben geen markt en dus ook geen prijs.

Externe effecten kunnen negatief of positief zijn. Externaliteiten zijn negatief als de maatschappelijke kosten van een activiteit hoger zijn dan de particuliere kosten van dezelfde activiteit. *Milieu-externaliteiten*, zoals de vervuiling van de lucht door broeikasgassen, zijn een typisch voorbeeld hiervan. Milieuschade vermindert daarom de welvaart van consumenten.

Externe effecten zijn positief als de sociale baten van een activiteit hoger zijn dan de particuliere baten en de markt deze baten niet kan internaliseren. Een voorbeeld hiervan is *kennis-spillovers* in het innovatieproces. Als kennis-spillovers niet geïnternaliseerd zijn, vindt er minder innovatie plaats dan sociaal wenselijk is. Kennis-spillovers leiden tot externaliteiten als bedrijven niet alle vruchten van hun

investeringen in kennis en innovatie kunnen plukken omdat andere bedrijven die kennis gebruiken zonder daarvoor het volle pond te betalen. De stimuli om te innoveren nemen dus af. Hierdoor ontstaat een lager dan sociaal optimaal innovatieniveau en vermindert de welvaart.

Intergenerationele afweging. Niet alleen de huidige welvaart, maar ook intergenerationele overdrachten en dus de toekomstige welvaart maken deel uit van de overwegingen voor het beleid. In dat geval zijn niet alleen de voorkeuren van de huidige generatie ten aanzien van de afruil tussen materiële welvaart en milieu van belang, maar komen ook de preferenties van toekomstige generaties in beeld. Dit maakt de vraag wat groene groei is tot een *intergenerationele welvaartsafweging*: het gaat om de afweging van wat de huidige generatie voor de eigen behoeftebevrediging kan overlaten aan milieukwaliteit voor de behoeftebevrediging van de toekomstige generaties. Dit sluit aan bij het voorschrift voor een duurzame ontwikkeling dat indertijd in het Brundtland rapport van de VN uit 1987 is gegeven: “Duurzame ontwikkeling is een ontwikkeling die de behoeften van de huidige generatie vervult, zonder het vermogen van toekomstige generaties om in hun eigen behoeften te voorzien”. Behalve de preferenties van toekomstige generaties is het voor deze beleidsafweging ook van groot belang om te weten hoe de substitutie tussen de verschillende productiefactoren eruit ziet (zie de discussie in de volgende paragraaf over de productiefunctie).

De maatschappelijke voorkeuren voor milieu en de precieze vorm van substitutie tussen productiefactoren zijn echter onbekend. Dit geldt zeker voor de preferenties van de huidige versus de toekomstige generaties. Deze vormen van onzekerheid beïnvloeden de afweging van productie en milieu in de welvaartfunctie. Om de analyse hanteerbaar te houden schetst Den Butter (2011), in navolging van het WRR-rapport “Generatiebewust Beleid” (WRR, 1999), twee opties.

De eerste optie is dat het beleid de mogelijkheid openlaat van een collectieve afweging tussen milieu en productie. Zo kan intering op milieukapitaal worden toegestaan wanneer daar bijvoorbeeld een investering in andere vormen van kapitaal (i.e. in onderwijs of gezondheidszorg) tegenover staat die een even grote welvaartswaarde voor de volgende generaties vertegenwoordigt. Zulke investeringen worden uitgevoerd ten koste van de mogelijke investeringen in milieu. Het zijn met andere woorden (investeringen in) andere productiefactoren die substituten zijn van (investeringen in) milieu. Dit komt overeen met hetgeen in de milieueconomie als de *zwakke vorm van duurzaamheid* wordt genoemd. In dit geval bestaat er de mogelijkheid van substitutie tussen productie en milieu in de welvaartfunctie. Deze definitie van vergroening komt overeen met de definitie van middellangetermijngroei of relatieve ontkoppeling in andere bronnen van de

‘groene groei’ literatuur: *middellange-termijngroei betekent de groei van inkomens en productie met matig negatieve effecten op het milieu.*¹

In de tweede optie mag de milieukwaliteit niet verder afnemen en is dus aan een bepaald voorgeschreven niveau gebonden. Beneden dat niveau is geen substitutie van meer productie voor minder milieu toegestaan. Dat betekent dat de huidige generatie verantwoordelijk is voor de bescherming en het overdragen van milieukwaliteit en -kapitaal voor toekomstige generaties. Dit sluit aan op het perspectief van de *sterke vorm van duurzaamheid*. Hogere productieniveaus moeten samengaan met betere milieukwaliteit en meer milieukapitaal. In dit scenario vullen verschillende productiefactoren elkaar aan. Milieu krijgt een oneindig gewicht in de welvaartsfunctie en wordt als een randvoorwaarde gebruikt in beslissingen. Deze definitie komt overeen met de definitie van langetermijngroei of absolute ontkoppeling: *Langetermijngroei betekent de groei van inkomens en productie zonder grootschalige en vooral onomkeerbare verslechtering van het milieu.*²

Al met al dient het beleid dus een politieke keuze te maken tussen de volgende definities van groene groei:

- Groene groei betekent dat de welvaart voor toekomstige generaties minstens even groot is als voor de huidige generatie.
- Groene groei zorgt dat de milieukwaliteit ten minste gelijk blijft.
- Groene groei zorgt dat de milieukwaliteit verbetert volgens een normatief tijdspad.

3 Hoe bereiken we groene groei?

De relatie tussen economische groei en duurzaamheid staat al lang op de agenda (voor een literatuuroverzicht zie Hallegatte et al. 2012; Den Butter en Hofkes 2001; Smulders en Withagen 2012). De groeitheorie verklaart de relatie tussen de groei van de productie van producten en diensten in de economie (output) en de inzet van productiefactoren zoals arbeid en kapitaal die nodig is om deze groei te realiseren (input). Deze groeitheorie biedt een integrale aanpak voor de analyse van groene groei. Daarbij wordt het milieu gemodelleerd als een extra productiefactor met het potentieel om de productie van goederen en diensten in de economie te verhogen. Daarmee staat milieu theoretisch gezien op gelijke voet met arbeid en kapitaal als productiefactoren. Belangrijk verschil is echter dat de kwaliteit en kwantiteit van milieukapitaal sneller begrensd is dan de andere productiefactoren. De voorraad milieu raakt uitgeput als gevolg van productie. Groene groei is alleen mogelijk met flankerende investeringen om deze uitputting te beperken.

¹ UNEP (2011, p. xiii en p. 5) hanteert deze definitie van relatieve ontkoppeling als het gaat om de relatie tussen economische groei en het grondstofgebruik.

² Voor een voorbeeld van absolute ontkoppeling in deze zin, zie de definitie van UNEP (2011, p. 5) voor de ontkoppeling tussen economische groei en de negatieve effecten op het milieu.

Exogene versus endogene groeitheorie. Grof gezegd kent de modellering van de relatie tussen input en output in de groeitheorie twee varianten. De eerdere, klassieke *exogene* groeitheorie ziet arbeid en kapitaal als de centrale productiefactoren. Volgens deze modellen neemt arbeid alleen toe door exogene veranderingen, zoals populatiegroei of verbeteringen in het participatiegedrag. Deze exogene factoren – zaken die strikt genomen buiten het productieproces staan – zijn met andere woorden de ultieme bron van de productiegroei.

De *endogene* groeitheorie voegt hieraan toe dat ook het proces van groei zelf krachten oproept die groei stimuleren. Dit maakt de toename van de productie endogeen. Als een van de vaders van de endogene groeitheorie wees Paul Romer op de positieve externe effecten van technologische ontwikkeling (Romer 1986). Technologie is een soort blauwdruk voor productie – de wijze waarop arbeid en kapitaal samenwerken in het productieproces – die tegen zeer lage kosten gereproduceerd kan worden, waardoor de toegevoegde waarde van technologie zich als een olievlek over de economie verspreidt. Een investering in technologie kent zo toenemende meeropbrengsten als endogeen effect. Technologie verwijst naar zowel *general purpose* technologieën (i.e. technologie die effecten heeft op de hele economie, zoals hernieuwbare elektriciteitsopwekkingstechnologieën) als naar de institutionele achtergrond of de organisatiecultuur.

Een variant op de endogene groeitheorie is de modellering van de *economische groei met endogene technologie* (Den Butter en Wollmer 1993). Hierbij is de technologische ontwikkeling in de hiervoor bedoelde brede zin niet, zoals in de klassieke groeitheorie een exogeen gegeven – “manna from heaven” –, maar een gevolg van investeringen in technologische ontwikkeling die de efficiëntie van de inzet van productiefactoren doen toenemen. De kwaliteit van de leefomgeving is in deze endogene groeimodellen alleen een extern effect dat de productie niet direct beïnvloedt.

De productiefunctie met milieu als input. De volgende formule beschrijft de relatie tussen de productiefactoren arbeid en kapitaal, technologie en productie:

$$Y = af(bK, cL).$$

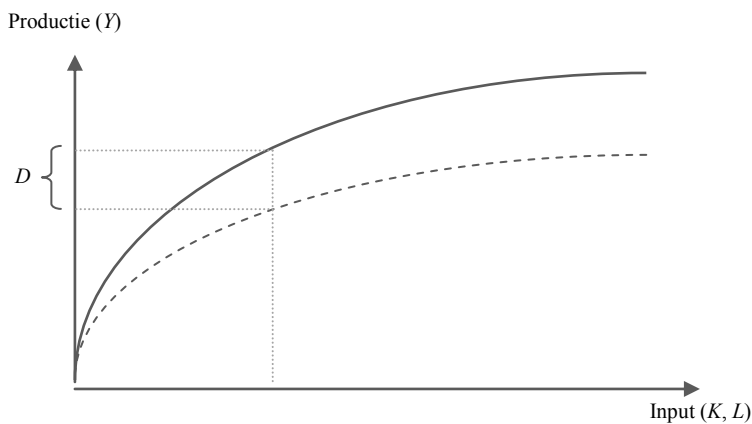
In de formule is Y de totale productie in de economie die afhankelijk is van a , de technologie in het productieproces, K , fysiek kapitaal en L , arbeid. Deze productiefunctie beschrijft hoe meer arbeid, meer fysiek kapitaal en betere technologieën tot meer productie leiden:

$$\frac{\partial Y}{\partial a} > 0, \frac{\partial Y}{\partial K} > 0, \frac{\partial Y}{\partial L} > 0.$$

Coëfficiënten b en c geven de *efficiëntie* van fysiek kapitaal en arbeid in de vorm van kapitaal besparende en arbeidsbesparende technologische vooruitgang weer (dit wordt later uitgebreid toegelicht). Een grotere coëfficiënt betekent dat per eenheid input een grotere hoeveelheid output wordt geproduceerd. Ofwel: hoe

efficiënter kapitaal en arbeid zijn, hoe meer de economie produceert met een gegeven voorraad productiefactoren. Efficiënte inzet van productiefactoren betekent dat de economie het technisch potentieel maximaal benut, de productiegrens of *production frontier* (zie de getrokken lijn in figuur 1). Om verschillende redenen zal de productie in de praktijk vaak niet op dit technologisch maximum liggen (gestreepte lijn in figuur 1). Er is dan sprake van sub-optimale productie ofwel *verspilling*. Een gerichte investering kan er voor zorgen dat de verspilling vermindert, zodat de productie dichterbij het optimum komt te liggen (verschil D in figuur 1).

Figuur 1 Het verschil tussen efficiënte en sub-optimale productie



Met de opkomst van milieueconomie in de jaren 70 heeft groeitheorie milieu als input opgenomen in de productiefunctie (zie figuur 2). Milieu verwijst in deze aanpak zowel naar milieukwaliteit (bijvoorbeeld waterkwaliteit, die cruciaal is voor de gezondheid van de grond) als milieukapitaal (natuurlijke hulpbronnen zoals de voorraden olie en gas). De productiefunctie in de bovenstaande standaard groeimodellen wordt dus uitgebreid met milieu (E) als productiefactor:

$$Y = af(bK, cL, dE)$$

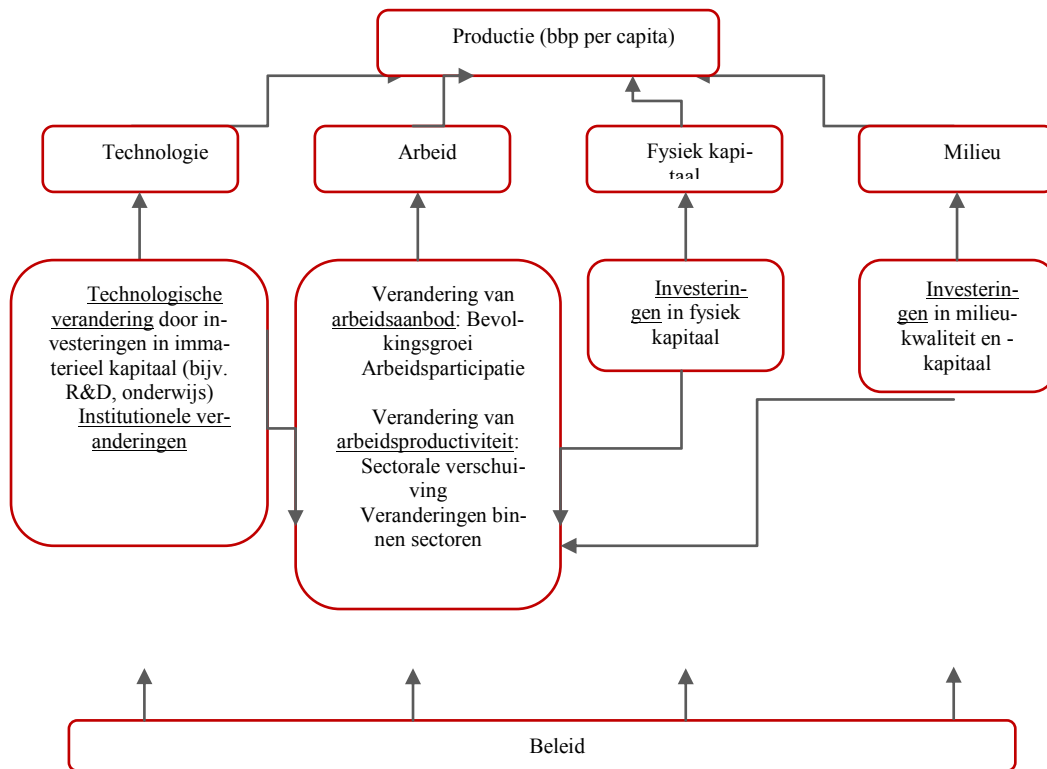
waar d de efficiëntie van milieukapitaal is in de vorm van milieubesparende technologie. Betere milieukwaliteit (bijvoorbeeld betere waterkwaliteit) of extractief gebruik van milieudiensten (bijvoorbeeld van fossiele brandstoffen) creëren extra productie:

$$\frac{\partial Y}{\partial E} > 0.$$

Naast deze directe link tussen milieu en productie draagt de kwaliteit van het milieu indirect bij aan de productie. Een voorbeeld is de invloed van een goed

leefmilieu op de productiviteit van werknemers (i.e. niet-extractief gebruik; Den Butter en Hofkes 1995).

Figuur 2 De opbouw van productie en de drijvers achter groei



Bron: Gebaseerd op Den Butter en Hofkes (2001); Van Ark et al. (2004).

Verschillen tussen productiviteit en efficiëntie. Economische groei kan in deze benadering het gevolg zijn van zowel een grotere inzet van de productiefactoren als van een hogere efficiëntie van de ingezette productiefactoren (Fried et al. 2008). *Productiviteit* per productiefactor wordt gedefinieerd als de totale productie (Y) gedeeld door het inputverbruik van de desbetreffende factor K , L , of E : dus de productie per eenheid productiefactor. In dit verband ligt het voor de hand economische groei af te meten aan de toename van de totale productie, waarbij Y het reële (voor inflatie gecorrigeerde) productieniveau voorstelt. Voor een gegeven inzet van de inputs betekent productiviteitsverbetering dus economische groei. De productiviteitsverbetering betekent:

- dezelfde productie met minder inputverbruik;
- meer productie met hetzelfde inputverbruik.

Beide vormen van productiviteitsgroei kunnen geschat worden door twee methoden: productiviteit per productiefactor en multifactorproductiviteit. Ten eerste meten economen de *productiviteit per productiefactor* als Y/K , Y/L , Y/E . Voor groene groei is vooral de milieuproductiviteit, Y/E van groot belang. Productiviteit kan veranderen door toename van het inputverbruik *zonder* investeringen in technologie of *met* investeringen in technologie.

Zonder investeringen in technologie kan het verbruik van één factor verschillende effecten hebben op de productiviteit van andere productiefactoren afhankelijk van de substitutie tussen productiefactoren.³ Als de productiefactoren sterke substituten zijn, compenseert bij gelijkblijvende productie de toename van het verbruik van één factor de afname van het verbruik van andere factoren. Bijvoorbeeld, door de extractie van milieu kan worden bespaard op de inzet van kapitaal en arbeid om hetzelfde productieniveau te realiseren. Dit betekent per definitie een stijging van de productiviteit van arbeid en fysiek kapitaal, zonder dat de efficiëntie van het gebruik van het milieu is toegenomen.

$$E \uparrow \rightarrow \frac{\bar{Y}}{\bar{K}} \text{ en } \frac{\bar{Y}}{\bar{L}} \uparrow \text{ voor een gegeven productieniveau } \bar{Y}$$

Als de productiefactoren elkaar aanvullen of zwakke substituten zijn, heeft de economie meer van alle productiefactoren nodig om tot meer productie te komen. Zonder substitutie is toename van het milieu ‘verbruik’ zelfs een noodzakelijke voorwaarde voor productiegroei. Bij afname van de extractie van milieu daalt de productie ook en neemt de productiviteit van arbeid en fysiek kapitaal per definitie af.

$$E \downarrow \rightarrow Y \downarrow \rightarrow \frac{Y}{\bar{L}} \text{ en } \frac{Y}{\bar{K}} \downarrow \text{ voor gegeven } \bar{L} \text{ en } \bar{K}$$

Bij milieu-besparende technologische vooruitgang neemt de efficiëntie van de inzet van het milieu toe ($d \uparrow$). De toename van de *milieu-efficiëntie* veroorzaakt niet alleen een hogere milieuproductiviteit, maar leidt ook tot een hogere kapitaalproductiviteit en arbeidsproductiviteit. Dit gevolg is geïllustreerd in de tweede rij van tabel 1. Milieu-efficiëntie is dus gedefinieerd als een specifieke vorm van technologische ontwikkeling, die exogeen tot stand komt. Productiviteit is in alle gevallen een gevolg van het productieproces en dus een endogene variabele.

De productie kan ook toenemen wanneer dankzij arbeidsbesparende technologische vooruitgang ($c \uparrow$) de inzet van arbeid efficiënter wordt. In dat geval is er wel sprake van een hogere milieuproductiviteit maar niet van een hogere milieuefficiëntie.

³ De mate van substitutie kan worden bepaald via de substitutie-elasticiteit. Deze elasticiteit is gedefinieerd als de relatieve verandering in de kapitaalintensiteit als gevolg van een zeer kleine relatieve wijziging in de verhouding tussen de reële loonvoet w en de winstvoet r bij een gelijkblijvende omvang van de productie. De empirie is niet eenduidig over de omvang van de substitutie-elasticiteiten tussen kapitaal, arbeid en milieu.

Tabel 1 Door investeringen in milieu en technologie neemt de productiviteit toe

	Productie	Efficiëntie		Productiviteit	
	Y	(E) d	(K,L) b,c	(E) Y/E	(K,L) $Y/K, Y/L$
Investerings in milieu (E)	↑	0	0	↑	↑
Investerings in milieu-efficiëntie (d)	↑	↑	0	↑	↑
Investerings in technologie (a)	↑	0	0	↑	↑

Investerings in technologie, de a in de productiefunctie, verbeteren de productiviteit van *alle* productiefactoren (Y/K , Y/L en Y/E).⁴ Te denken valt aan technische verbeteringen in het productieproces die het resultaat zijn van investeringen in onderzoek en ontwikkeling (O&O), maar ook aan organisatorische verbeteringen in het productieproces, bijvoorbeeld via innovatieve toepassingen van nieuwe diensten (zie bijvoorbeeld Adviesraad voor Wetenschap en Technologiebeleid 2012). Het gaat dan om een niet-geïncorporeerde technologische vooruitgang. Dat is een technologische vooruitgang die niet aan een van de productiefactoren is toe te schrijven.⁵ De derde rij in tabel 1 laat dit mechanisme zien.

De relatie tussen (milieu)productiviteit en (milieu)efficiëntie wordt ingewikkelder wanneer veranderingen in prijsverhoudingen tot substitutie bij de inzet van productiefactoren leiden. Zo kan een (extra) beprijzing van het milieu, bijvoorbeeld via regulerende heffingen om externe effecten te internaliseren, tot gevolg hebben dat in de productie minder milieu wordt gebruikt en, zeg, meer arbeid. In dat geval neemt de milieuproductiviteit toe en vermindert de arbeidsproductiviteit, terwijl de milieuefficiëntie en arbeidsefficiëntie onveranderd zijn gebleven. In tweede instantie kan deze hogere prijs van het milieu er in resulteren dat investeringen in technologische vooruitgang meer op verbetering van de milieutechnologie en minder op verbetering van de arbeidsbesparende technologie zijn gericht. Daarbij neemt in vergelijking met een situatie zonder beprijzing de milieuefficiëntie toe en daalt de arbeidsefficiëntie. Het hangt dan van de substitutie-elasticiteiten en van de uit de productiefunctie afgeleide vraagvergelijkingen naar arbeid, kapitaal en milieu af of een dergelijke verhoging van de milieuefficiëntie nog steeds tot een hogere milieuproductiviteit en een lagere arbeidsproductiviteit leidt.

Ook kan beprijzing van het milieu ervoor zorgen dat technologieën die milieugebruik vermijden, zoals windenergie, zonnepanelen of geothermische energie, voldoende rendabel worden en vervuilende energietechnologieën vervangen. In dat geval daalt de inzet van milieu bij gelijkblijvende milieuefficiëntie, en neemt de inzet van kapitaal om investeringen in de nieuwe

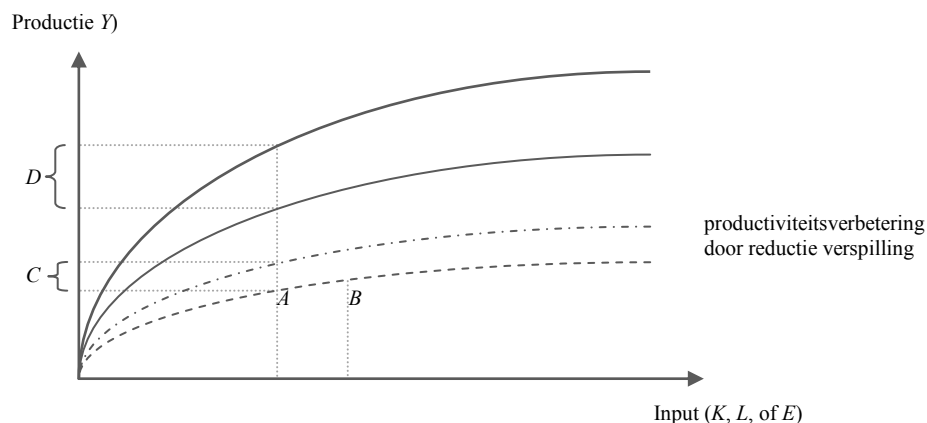
⁴ Daarom is in dit geval sprake van multifactorproductiviteit (mfp).

⁵ We zien hier af van de vraag of technologische ontwikkeling kapitaalverbruikend, arbeidsverbruikend of neutraal is. Bij neutrale technologische vooruitgang blijft de kapitaalintensiteit van de productie constant.

technologieën te bekostigen toe. In deze situatie is dus sprake van toenemende milieuproductiviteit bij gelijkblijvende milieuefficiëntie, en neemt de kapitaalproductiviteit af. Overigens zonder dat hier een directe relatie met het kapitaalrendement valt te leggen. Deze verschillende casussen laten zien dat het bij de inzet en interpretatie van het beleid om een groene groei te bewerkstelligen essentieel is *milieuproductiviteit en milieuefficiëntie van elkaar te onderscheiden*.

Optimale benutting van technologische kennis. Het bovenstaande gaat ervan dat uit de technologische mogelijkheden voor de inzet van het milieu in de productie volledig (i.e. zonder verspilling) zijn benut. Deze uitkomsten zijn dan *optimaal*. Productie die alle factoren optimaal gebruikt, bepaalt de *production frontier* van de economie (de getrokken lijnen in figuur 3). In het geval dat de productie niet op deze technologische grens ligt, is een productiviteitsverhoging mogelijk door het productieproces zodanig in te richten dat er naar de grens wordt toebevoegen (C in figuur 3 als verschil tussen de gestippelde lijnen die de feitelijke benutte productietechnologie weergeven). In dit geval wordt dus de mate van verspilling verminderd.⁶

Figuur 3 Mogelijkheden voor groei bij verschillende uitgangssituaties over productie t.o.v. de technologische grens



- A Uitgangspunt voor vergelijking
- B Productiegroei door hoger verbruik van minstens één input
- C Productiviteitsgroei door verschuiving naar *production frontier*
- D Groei van maximale productie door verschuiving van *production frontier*

Intensiever gebruik van minstens één productiefactor creëert extra productie, maar dit betekent niet automatisch welvaartsgroei. Daar zijn twee redenen voor. Ten eerste kan meer inputverbruik leiden tot de uitputting van productiefactoren, vooral

⁶ Zoals eerder toegelicht, is er sprake van verspilling of suboptimale productie als de economie niet in staat is om het technologische potentieel van de productie maximaal te benutten. Zie ook figuur 1.

van milieu. Daarnaast produceert meer en meer inputgebruik minder en minder toegevoegde output, er is sprake van afnemende meeropbrengsten. Figuur 3 laat dit mechanisme zien. De onderste streepjeslijn is de productiefunctie die het uitgangspunt is voor de vergelijking. Stel dat er niet wordt geïnvesteerd in technologische ontwikkeling. De productie groeit in dit geval langs de curve met een hogere inzet van de productiefactoren, maar de marginale productie wordt met elke stap kleiner door de afnemende meeropbrengsten. Met andere woorden: de productiviteit van de productiefactoren neem af met toename van het productieniveau, bijvoorbeeld van *A* naar *B*. In dit specifieke voorbeeld is in *B* ook sprake van een minder optimaal gebruik van de productiefactor, omdat het absolute verschil met de *production frontier* in *B* is toegenomen. In vergelijking met punt *A* kent punt *B* dus productiviteitsvermindering én een minder optimaal gebruik van de productiefactoren (zie de eerste rij in tabel 2).

Tabel 2 Alleen investeringen in milieu en technologie leiden tot productiviteitsgroei en meer optimaal gebruik van de productiefactoren

	Productie	Productiviteit	'Verspilling' productiefactor
Toename productie zonder investeringen in efficiëntie (<i>A</i> → <i>B</i>)	↑	↓ of 0	↓ of 0
Investering in milieukapitaal en -kwaliteit (<i>C</i>)	↑	↑	↑
Verschuiven van <i>production frontier</i> door investeringen in technologie (<i>D</i>)	↑↑	↑↑	0

In dit kader zijn er twee mogelijkheden om productiviteits- en efficiëntieverbetering en dus groene groei te bereiken:

- Productiviteitsgroei door investeringen in milieukapitaal en -kwaliteit waarmee de mate van verspilling daalt. Daardoor schuift de productie dichterbij de *production frontier* toe (meer optimale uitkomsten, zie *C*);
- groei van maximale productie door investeringen in technologie. Daardoor verschuift de *production frontier* (efficiëntere productiefunctie, zie *D*).

Bedrijven kunnen hun productie verbeteren door investeringen in efficiënter verbruik en samenstelling van inputs. Zulke investeringen zijn bijvoorbeeld de opleiding van werknemers (investeringen in menselijk kapitaal) of investeringen in milieu, zoals in waterkwaliteit of energie-efficiëntie. Een voorbeeld van energie-efficiëntie is bijvoorbeeld het energetisch rendement van een elektriciteitscentrale. Verbetering van dit rendement vraagt specifieke technologische ontwikkeling. Daardoor verbetert de efficiëntie van de investeringsgerelateerde productiefactor, met name *b*, *c* of *d*. Dit zijn investeringen in factorbesparende technologische vernieuwing. In het geval van energie is bij efficiëntiewinst sprake van milieubesparende technologische vernieuwing.

Voor groene groei zijn investeringen in milieukapitaal en -kwaliteit van groot belang. Zulke investeringen verbeteren de mate waarin sprake is van optimaal ‘verbruik’ van milieu als input in het productieproces (minder ‘verspilling’). De verbetering zorgt er tevens voor dat de totale productie in de economie groeit. Dit mechanisme ziet er als volgt uit (zie figuur 3). Door investeringen in kwaliteit schuift de productiecurve dichter naar de *production frontier* toe (zie stippel-streepjeslijn). In dit geval bereikt hetzelfde inputverbruik als bij punt *A* een hoger productieniveau (zie verschil *C*).

Efficiëntieverbeteringen door investeringen in andere productiefactoren (arbeid, kapitaal) leiden er niet automatisch toe dat milieukapitaal en -kwaliteit beschermd wordt. De economie bespaart nu wellicht op de schaarse of kwetsbare groene productiefactoren, maar extra inzet van andere productiefactoren is hiervoor een noodzakelijke voorwaarde. Technologieën die de inzet van milieukapitaal optimaler kunnen maken, zijn beschikbaar, maar de inzet van deze technologieën is nog onvoldoende. De redenen ervoor zijn vooral marktfalen en het niet op milieubesparing gerichte gedrag van consumenten. Bijvoorbeeld, niet-geïnternaliseerde kennis-spillovers, asymmetrische informatie tussen consumenten en producenten, hoge overstapkosten en irrationale consumentenkeuzes zijn zulke belemmerende factoren (voor een uitgebreide analyse zie Kocsis et al. 2013). Milieubeleid kan de inzet van deze technologieën stimuleren.

Formeel betekenen zulke investeringen een verbetering van productiefactor *a* en de verschuiving van de *production frontier* naar boven. De economie kan een hogere *maximale* productie realiseren met het gebruik van dezelfde input (verschil *D* in figuur 3).

Voor de welvaartseffecten moet rekening worden gehouden met transitiekosten. Kort gezegd gaat de kost voor de baat uit. De inzet van een nieuwe *general purpose* technologie verlaagt in eerste instantie de productiviteit. Bijvoorbeeld, eerst moet de technologie op basis van fossiele brandstoffen verouderen en dan kan de nieuwe technologie ingezet en geleerd worden door de verschillende sectoren van de economie. Daardoor kan technologische vernieuwing tot lagere groei op middellange termijn leiden en tot hogere groei op de lange termijn.

Net als technologieën die milieukapitaal efficiënter kunnen maken, kunnen nieuwe *general purpose* technologieën wel beschikbaar maar niet betaalbaar zijn. De eerder genoemde padafhankelijkheid, niet-geïnternaliseerde kennis-spillovers of hoge overstapkosten belemmeren de kostendaling en de inzet van deze technologieën (Kocsis et al. 2013).

Goed ontworpen innovatiebeleid (bijvoorbeeld portfolioaanpak; geen *picking the winner*; internationale samenwerking) is nodig om de ontwikkeling en de toepassing van groene technologieën op een effectieve manier te stimuleren (Aalbers et al. 2012; Popp 2012; Zachmann 2012; Johnstone en Hascic 2012). Daarnaast is milieubeleid nodig – bijvoorbeeld in de vorm van regulering en normstelling – om de vraag naar groene technologieën te stimuleren (Popp 2012).

Al met al stelt deze beschouwing dat bij een eventuele toename van de economische groei zonder aantasting van het milieu er een onderscheid moet worden gemaakt tussen meer groene groei vanwege een hogere milieuproductiviteit en vanwege een hogere milieuefficiëntie. In het eerste geval neemt de groei toe, bij gelijkblijvende inzet van milieu als productiefactor, omdat de inzet van de overige productiefactoren toeneemt. In dat geval is sprake van een substitutie van het gebruik van het milieu naar andere productiefactoren. In het tweede geval van een hogere milieuefficiëntie is er groene groei door inzet van milieubesparende technologische vernieuwing waardoor de productiegrens verschuift. In de derde plaats kan voor een gegeven technologisch potentieel worden ingezet op een meer optimale benutting van beschikbare technologieën, in andere woorden een reductie van de mate van verspilling.

Voor een op groene groei gericht beleid verdient het aanbeveling om zowel op een betere milieuproductiviteit als op een hogere milieuefficiëntie in te zetten. De nadruk kan daarbij op verhoging van de milieuefficiëntie liggen aangezien er voldoende ruimte lijkt voor groei van het technologische potentieel. Daarnaast worden, zoals hierboven beschreven, lang niet alle mogelijkheden van efficiënt milieugebruik optimaal benut. Marktfalen is veelal een oorzaak van deze minder dan optimale benutting van de technologische mogelijkheden. Daarnaast kan marktfalen een rem vormen op de ontwikkeling van milieubesparende technologische ontwikkeling. Het is een taak van de overheid om dit marktfalen zo goed mogelijk te herstellen. Hiertoe heeft de overheid een aantal praktische mogelijkheden:

- Het stimuleren van *learning by research* en *learning by doing* voor groene technologieën.
- Het stimuleren van adaptieve (lokale) innovaties voor groene groei.
- Betere internationale samenwerking voor groene innovaties, zodat ‘*best practices*’ beter worden benut en internationale verschillen in milieuefficiëntie worden verkleind.
- Faciliteren van een betere financiering van ‘groen’ innovatiebeleid.
- Een beroep op intrinsieke motivatie van betrokken producenten en consumenten kan bijdragen aan een groene groei.

Om de vraag te beantwoorden hoe de overheid deze mogelijkheden in concreet beleid kan vertalen en welke winst dat in termen van groene groei en maatschappelijke welvaart oplevert, is verder onderzoek nodig. Alleen een uitgebreide analyse via empirische groeimodellen kan uitwijzen welke effecten de verschillende vormen van milieubesparende maatregelen op milieuproductiviteit en milieuefficiëntie hebben. Dat geeft een indruk van de effectiviteit van de maatregelen in termen van kosten en baten om groene groei te bevorderen.

4 Conclusie

Het voornemen van het kabinet Rutte II om de transitie naar een duurzame economie en groene groei te bevorderen, verdient concretisering. Daartoe is allereerst nodig scherp op het netvlies te krijgen wat met een duurzame economie en met groene groei wordt bedoeld. Dit artikel draagt hiertoe op basis van de economische welvaartstheorie enkele alternatieven aan. Met name de afweging tussen de welvaart van de huidige generatie en de toekomstige generaties is daarbij relevant. Vanuit dat afwegingskader biedt de economische groeitheorie een handvat om de verschillende mogelijkheden voor een duurzame economische ontwikkeling in beeld te brengen waarbij ook de materiële welvaart kan toenemen. Overheidsbemoeienis is hierbij gewenst voor zover, gegeven de politieke preferenties, marktfalen de groeimogelijkheden belemmert. Het literatuuroverzicht in dit artikel over de rol van het milieu in de groeitheorie laat echter zien dat nog heel wat kennis ontbreekt over welke beleidsoplossingen in de praktijk het meest effectief zijn.

De vraag blijft dan ook hoe het effect van zulke milieubesparende maatregelen in de praktijk kan worden bepaald. Vanuit dat perspectief geeft een Internationale organisatie zoals het *Green Growth Knowledge Platform* (GGKP; een samenwerkingsorganisatie tussen OESO, UNEP, *World Bank* en GGGI, zie bijvoorbeeld UNEP 2011) een richtsnoer voor indicatoren om milieukapitaal en -kwaliteit te meten. Er zijn echter problemen met het moneteriseren van sommige delen van milieu. Een aantal componenten, zoals verhandelbare natuurlijke hulpbronnen of CO₂-uitstoot, is al langere tijd meegenomen in zulke berekeningen. Maar sommige delen van milieu, zoals luchtvervuiling door andere broeikasgassen (NO_x of SO₂), zijn externe effecten zonder prijskaartjes. Een ander probleem met de berekening is dat sommige componenten van natuurlijk kapitaal, bijvoorbeeld de positie van watervoorraden in de landbouw, al onderdeel zijn van andere vormen van kapitaal. Met een nieuwe indicator tellen deze componenten twee keer mee. Het belangrijkste probleem bij meting van de milieukwaliteit en het vinden van het antwoord op de vraag of de groei inderdaad groen en duurzaam is, betreft echter het feit dat de weging van de verschillende indicatoren voor deelaspecten van de milieukwaliteit een afweging van maatschappelijke preferenties is. Om dit te ondervangen zouden normen voor verschillende milieuthema's die als toetsbare beleidsdoelen gelden, kunnen worden opgesteld. Vervolgens zou, bijvoorbeeld via de SER, of via een klankbordgroep van milieudeskundigen, een aanvaardbare maat voor milieukwaliteit in Nederland kunnen worden opgesteld.

Auteurs

Frank den Butter (e-mail: f.a.g.den.butter@vu.nl) is hoogleraar aan de Vrije Universiteit Amsterdam. Viktória Kocsis (email: v.kocsis@seo.nl) is onderzoeker bij het cluster Mededinging en Regulering van SEO Economisch Onderzoek.

Bert Tieben (email: b.tieben@seo.nl) is hoofd van het cluster Mededinging en Regulering van SEO Economisch Onderzoek.

Literatuur

- Aalbers, R., 2009, Discounting investments in mitigation and adaptation. A dynamic stochastic general equilibrium approach of climate change. CPB Discussion Paper 126, Den Haag.
- Aalbers, R., V. Shestalova en V. Kocsis, 2012, Innovation policy for directing technical change in the power sector. CPB Discussion Paper 223, Den Haag.
- Ark, van B., E. Frankema en H. Duteweerd, 2004, Productivity and Employment Growth: An Empirical Review of Long and Medium Run Evidence, Research Memorandum GD-71, Groningen Growth and Development Centre.
- Adviesraad voor Wetenschaps- en Technologiebeleid, 2012, Diensten Waarderen, Advies 79, December 2012.
- Bergh, van den J. en Kallis, G., 2012, Growth, A-Growth or Degrowth to Stay within Planetary Boundaries? *Journal of Economic Issues*, vol. 46(4): 909-19.
- Butter, den F., (2011). Een generatiebewuste borging van milieukapitaal. In J.J. van Dijk (Ed.), *Een schrijnend Gebrek; een Begin van een Christelijk Sociale Visie op Rent-meesterschap*, 79-97. Uitgeverij Kok, Utrecht.
- Butter, F.A.G. den, en M.W. Hofkes, 1995, Sustainable development with extractive and non-extractive use of the environment in production, *Environmental and Resource Economics*, vol. 6: 341-58.
- Butter, den F. en M. Hofkes, 2001, Endogenous technology and environmental quality in economic models. *International Journal of Environmental Technology and Management*, vol. 1: 32-44.
- Butter, F.A.G. den, en F.J. Wollmer, 1993, Endogene groei en technologie, *Tijdschrift voor Politieke Economie*, vol. 16(2): 56-71.
- CBS, (2011). Green growth in the Netherlands. CBS-rapport.
- Daniëls, B., B. Tieben, J. Weda, M. Hekkenberg, K. Smekens en P. Vethman, 2012, Kosten en baten van CO2-emissiereductiemaatregelen, SEO-rapport 2012-32, Amsterdam: ECN en SEO.
- EC, 2010, EU Energy Trends to 2030 – Update 2009. European Commission, Publications Office of the European Union, Brussels.
- Fried, H., K. Lovell en S. Schmidt, 2008, Efficiency and Productivity, in: H. Fried, K. Lovell en S. Schmidt (eds), *The Measurement of Productive Efficiency and Productivity Growth*, Oxford University Press, New York.
- Green Growth Knowledge Platform, 2013, Moving towards a Common Approach on Green Growth Indicators. A Green Growth Knowledge Platform Scoping Paper, april 2013.
- Hallegatte, S., G. Heal, M. Fay en D. Treguer, 2012, From growth to green growth – a framework. NBER Working Paper 17841.
- Johnstone, N. en I. Hascic, 2012, Environmental policy design for technological innovation and economic growth. Presentatie GGKP Congres, 12-13 januari 2012, Mexico.
- Kocsis, V., P. Koutstaal, B. Tieben, M. Hout, en B. Hof, 2013, Energiebeleid na 2020. Niet-klimaatgerelateerde economische argumenten voor het energiebeleid. SEO-rapport, 2013-19, Amsterdam: SEO.

- Popp, D., 2012,. The Role of Technological Change in Green Growth. World Bank Policy Research Working Paper, WPS 6239.
- Romer, P., 1986, Increasing Returns and Long-Run Growth, *Journal of Political Economy*, vol. 94: 1002-37.
- Smulders, S. en C. Withagen, 2012, Green Growth. Lessons from Growth Theory. World Bank Policy Research Working Paper, WPS6230, Washington.
- UNEP, 2011, Decoupling natural resource use and environmental impacts from economic growth. A report of the Working Group on Decoupling to the International Resource Panel.
- WRR (Wetenschappelijke Raad voor het Regeringsbeleid), 1999, Generatiebewust beleid. *Rapporten aan de Regering*, nr. 55, Den Haag, 1999.
- WRR (Wetenschappelijke Raad voor het Regeringsbeleid), 2002, Duurzame ontwikkeling; Bestuurlijke voorwaarden voor een mobiliserend beleid *Rapporten aan de Regering*, nr. 62, Den Haag, 2002.
- Zachmann, G., 2012, Green growth and green innovation, in: A. Kolev, A-D Riess, G. Zachmann en E.Calthrop (eds) *Investment and Growth in the Time of Climate Change*. EIB & Bruegel, Chapter 4, 159-225.