

# 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.

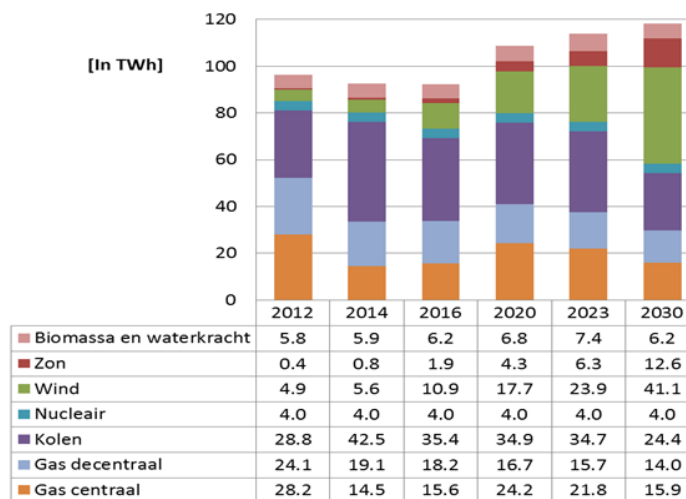
De elektriciteitsmarkt bestaat uit verschillende markten waarop verschillende spelers actief zijn. Producenten, grootverbruikers en retailers verhandelen elektriciteit op de groothandelsmarkt. Deze bestaat uit termijnmarkten, de day-ahead markt

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 inkoop 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.<sup>1</sup> 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).

<sup>1</sup> 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 CO<sub>2</sub>-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) CO<sub>2</sub>-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:

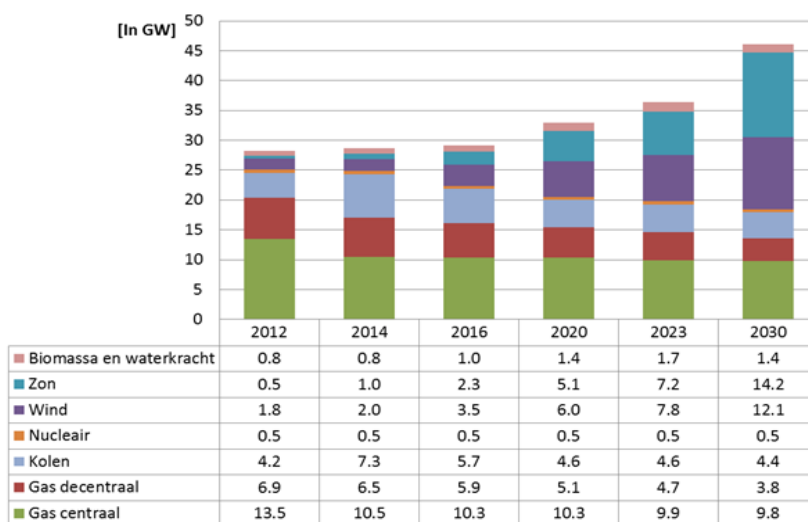
- De bezetting – het aantal draaiuren – van conventioneel vermogen wordt minder waardoor de gemiddelde kosten per MWh hoger worden;
- De opbrengstprijz wordt lager doordat een toename van elektriciteitsproductie uit zon en wind een drukkend effect uitoefent op de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt. Dit is vooral een tijdelijke effect. Op de lange termijn wordt het effect op de opbrengstprijz 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 opbrengstprijz 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-emissierechten constant blijven. Toekomstige opwekkingskosten zullen echter waarschijnlijk lager zijn (door de leereffecten van zon en wind), terwijl de CO<sub>2</sub>-emissiekosten van fossiele energiebronnen mogelijk hoger zijn dan het veronderstelde niveau van 21 €/CO<sub>2</sub> (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<sub>wind</sub>. 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<sub>wind</sub>, in het bijzonder door een forse toename van de gemiddelde back-up kosten per €/MWh<sub>wind</sub> (tegenover een beperkte afname van de gemiddelde balanceringskosten).

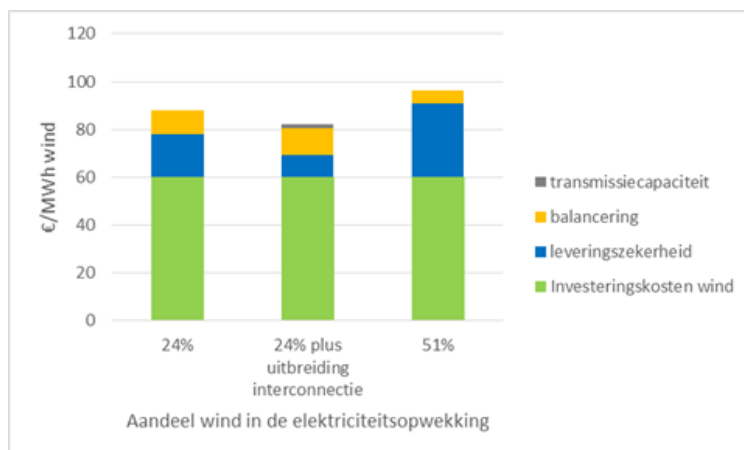
In beide gevallen (i.e. zowel bij een toename van het aandeel wind naar 24% als naar 51%) worden eventuele additionele netwerkkosten niet expliciet in de schatting van de integratiekosten meegenomen. Meer in het bijzonder wordt in beide gevallen verondersteld dat de transmissiecapaciteit tussen Nederland 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<sub>wind</sub> (tegenover 28 €/MWh<sub>wind</sub> 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<sub>wind</sub> 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. Zonnestroom 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.

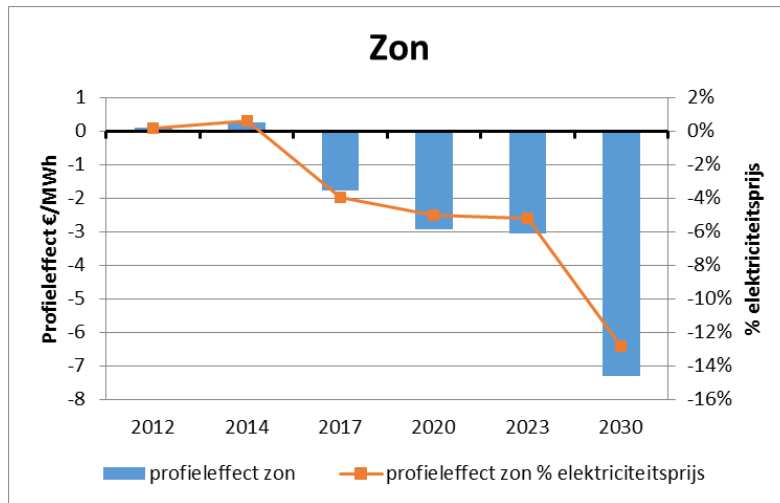
Een van de karakteristieken van de productie van elektriciteit uit zon en wind is dat deze voor een groot deel van de opgestelde capaciteit in een land tegelijkertijd plaatsvindt. Als het waait, dan waait het in het merendeel van het land. Bovendien is er ook nog een sterke correlatie met de wind in 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 ontwikkeld 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

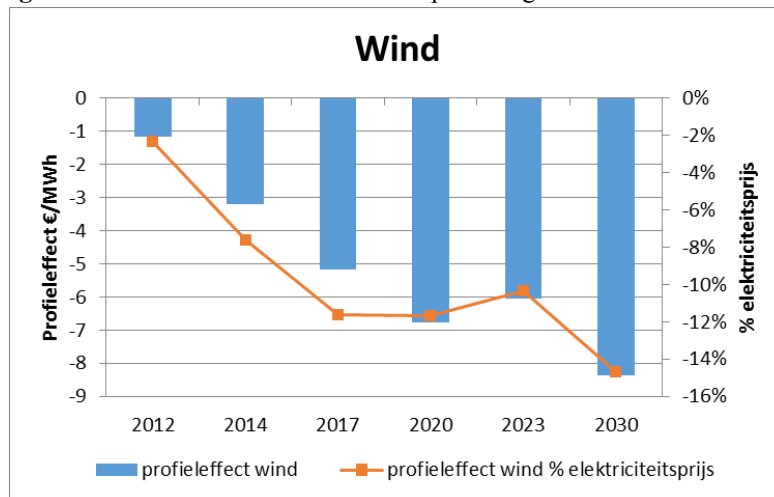
kleine aandelen zon profiteert van het feit dat het op relatief gunstige uren produceert, namelijk overdag als de vraag groter is dan 's nachts. Neemt het aandeel echter toe, dan wordt dit positieve effect teniet gedaan en daalt de prijs door het aanbod van elektriciteit uit zonnepanelen. In 2030 is 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 balancering, 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 CO<sub>2</sub> 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](mailto:koutstaal@ecm.nl)) is senior manager energieproductie bij het Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN). Jos Sijm (e-mail: [sijm@ecm.nl](mailto: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.