

Deze notitie valt geheel onder de verantwoordelijkheid van CE Delft. Het bevat de onderwerpen die zijn besproken door de Denktank, maar geeft niet de mening weer van afzonderlijke leden van de Denktank.

Investeringen in vermogen hernieuwbare elektriciteit

Denktank Vernieuwing Energiemarkt Bijlage 4

Bijlage 4
Delft, november 2014

Opgesteld door:
J.S. (Sebastiaan) Hers
F.J. (Frans) Rooijers
A. (Arno) Schroten



1 Inleiding

In de voorgaande bijlage is ingegaan op investeringen in conventioneel vermogen. Hierbij is aandacht besteed aan de investeringsprikkels voor conventioneel vermogen op basis van de beprijzing van elektriciteit zoals die zich in de afgelopen jaren heeft gemanifesteerd op de DAM, waarbij onderscheid is gemaakt tussen schaarste beprijzing en marginale beprijzing. Vervolgens is een perspectief geschetst op de toekomstige ontwikkeling van het investeringsklimaat voor conventioneel vermogen in het zicht van grootschalige introductie van zon-PV en wind, intermitterende productie-faciliteiten met een totaal vermogen van circa 15 GW conform het SER-Energieakkoord, en mogelijk verder groeiend in de periode na 2023. Hieruit blijkt dat het investeringsklimaat voor conventioneel vermogen ernstig te leiden heeft onder grootschalige introductie van intermitterende productie-faciliteiten in energy-only markten. Het blijkt daarbij echter geen gegeven dat dit investeringsklimaat niet zou herstellen indien de balans tussen vraag en aanbod op de langere termijn zou herstellen. Wel volgt uit de analyse dat het huidige marktmodel geen garanties biedt op een tijdig herstel van het investeringsklimaat en/of realisatie van investeringen in conventioneel vermogen. Daarom is tot slot ook ingegaan op de mogelijkheden om het investeringsklimaat voor conventioneel te verbeteren, inclusief een schets van de eventuele risico's die daarmee gemoeid zijn.

Tegen de achtergrond van de vooruitzichten met betrekking tot de toenemende bijdrage van hernieuwbare energie, en in het bijzonder grootschalige introductie van intermitterende hernieuwbare bronnen van elektriciteit, betreft de toekomstbestendigheid van het bestaande marktmodel voor elektriciteitsproductie echter breder vraagstuk met betrekking tot de toekomstige investeringsperspectieven. Gegeven de gevolgen van grootschalige introductie van intermitterende hernieuwbare bronnen gaat het dan om investeringsperspectieven voor:

- conventionele eenheden;
- hernieuwbare bronnen;
- flexibele opties.

In deze bijlage zal nader ingegaan worden op de perspectieven voor hernieuwbare energie en, gegeven de vooruitzichten, in het bijzonder de intermitterende productie-faciliteiten voor windenergie en zonne-energie. Deze vormen van energieproductie lijken uitzicht te bieden op een relatief groot technisch en economisch potentieel voor de Nederlandse markt gegeven de natuurlijke hulpbronnen in Nederland, de kostenontwikkeling van deze technieken, in combinatie met de ambities voor hernieuwbare energie en het bijbehorende ondersteuningsklimaat. Voor de middellange termijn is ondersteuning van deze technieken een noodzakelijk gegeven in het licht van de ambities met betrekking tot de realisatie van hernieuwbare energieproductie. Hierbij dient zich echter de vraag aan wat de perspectieven zijn op de langere termijn. De toenemende behoefte aan flexibiliteit ten gevolge van grootschalige introductie van intermitterende hernieuwbare bronnen, is de ten slotte de keerzijde van het gebrek aan flexibiliteit van deze faciliteiten. Zo zal een goed functionerende markt die behoefte ontwikkeling reflecteren in de vorm van toenemende waardering van flexibiliteit en afnemende waardering van een gebrek aan flexibiliteit. Dat zal in de toekomstige markt gevolgen hebben voor het investeringsklimaat voor deze vormen van hernieuwbare energie.



Om een perspectief op het investeringsklimaat voor intermitterende hernieuwbare bronnen op de langere termijn te schetsen wordt in deze bijlage ingegaan op barrières en prikkels voor investeringen in intermitterende bronnen van elektriciteit in Hoofdstuk 2. In Hoofdstuk 3 wordt vervolgens ingegaan op mogelijkheden en middelen om het investeringsperspectief voor hernieuwbare energie te bestendigen op de langere termijn. Hoofdstuk 4 sluit af met conclusies en discussie.

2 Investeringsklimaat voor hernieuwbare elektriciteit

2.1 Perspectief vanuit gemiddelde totale kosten

De dominante barrière voor investeringen in hernieuwbare energie in het algemeen is in de eerste plaats het hoge kostenniveau van hernieuwbare elektriciteit in vergelijking met conventionele opwekking. In het geval van wind- en zonne-energie gaat het hierbij in de eerste plaats om de kapitaalslasten die gemoeid zijn met de investeringskosten. De kapitaalslasten voor deze technieken liggen substantieel hoger dan de kapitaalslasten voor conventionele productietechnieken. Daar staat tegenover dat de marginale kosten van productie van wind- en zonne-energie vrijwel verwaarloosbaar zijn. Om de kosten vergelijking tussen conventionele technieken en productiemiddelen van hernieuwbare elektriciteit te vergelijken biedt een vergelijking op basis van de gemiddelde totale kosten per eenheid product¹, kortweg de gemiddelde totale kosten, een praktisch kader. De gemiddelde totale kosten per eenheid product elektriciteit betreft de gemiddelde totale kosten (investeringskosten, productiekosten en onderhoud en beheerskosten) per eenheid product over de technische levensduur van de productiefaciliteit. Deze kosten reflecteren de kosten waar een investeerder zich mee geconfronteerd zou zien, als aangenomen wordt dat de marginale kosten van productie op voorhand vastgelegd kunnen worden en er zich geen verdere prijs- en/of volume risico's voordoen.

Alhoewel wind- en zonne-energie zeer lage marginale kosten van productie kennen, zijn de kapitaalslasten van deze technieken op dit moment zo hoog dat de gemiddelde totale kosten substantieel hoger liggen dan die van conventionele productietechnieken. Een overzicht van deze kosten voor verschillende productietechnieken in Nederlandse context is weergegeven in Tabel 1. Hieruit blijkt voor zowel wind- als zonne-energie de gemiddelde totale kosten van elektriciteit op dit moment ruim boven de kosten voor conventionele opwekking liggen.

Echter, de kosten van hernieuwbaar laten een dalende trend zien, o.a. dankzij leereffecten (technische vooruitgang) en schaalvoordelen, waardoor het verschil in de gemiddelde totale kosten tussen hernieuwbare en conventionele energie afneemt. In een recente analyse van het Duitse Fraunhofer Instituut zijn projecties van de gemiddelde totale kosten voor verschillende productietechnieken in beeld gebracht tot 2030, inclusief bijbehorende bandbreedten ten gevolge van onzekerheden met betrekking tot toekomstige ontwikkeling van de kosten zoals technologische ontwikkelingen, brandstofprijzen, ETS-prijs, e.d.

¹ Ook wel levelized cost of electricity (LCOE) genoemd.



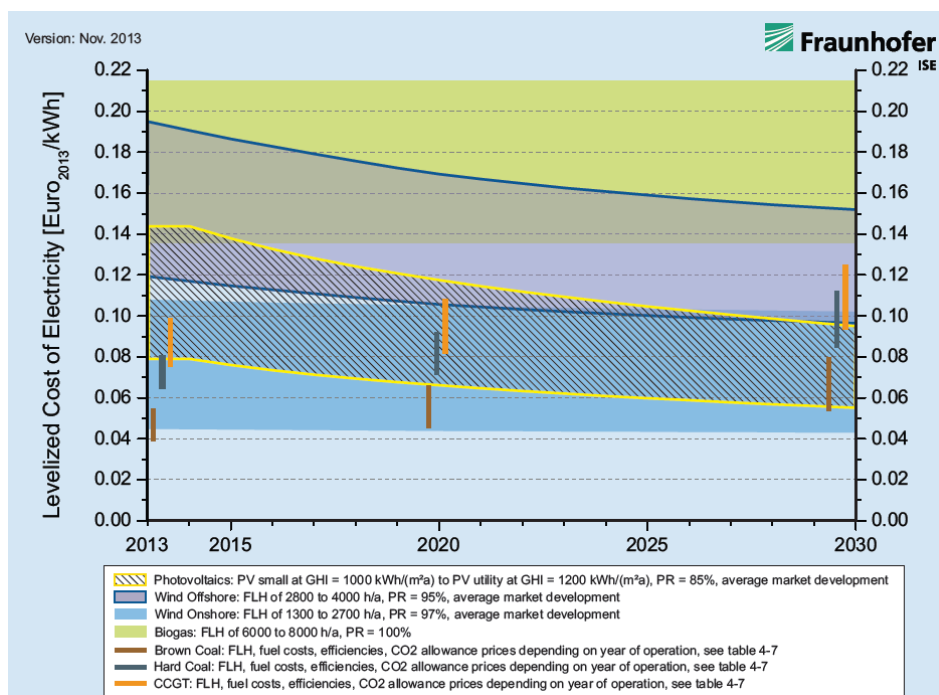
Tabel 1 Gemiddelde totale kosten van conventionele en hernieuwbare elektriciteit in Nederland

Energiebron voor productie elektriciteit	Kosten per kWh
Kolen	4,5
Gas	6
Wind op land	7,0-9,7
Wind op zee	15,7
Zon-PV	14,7

Bron: ECN, 2013; EnergyMatters, 2012.

Deze projecties worden weergegeven in Figuur 1. De projectie laat een significante daling zien van de gemiddelde totale kosten van verschillende vormen van hernieuwbare energie in Duitsland in de periode naar 2030, met name als het gaat om zonne-energie en wind op zee. In geval van conventionele energie wordt in deze projectie overigens een toename voorzien, op basis van stijgende gas- en kolenprijzen. Uitgaande van deze stijging van de gemiddelde totale kosten voor conventionele technieken, wordt wind op land reeds op korte termijn concurrerend met conventionele elektriciteitsproductie. Op de middellange termijn, na 2020, liggen in deze projectie ook de gemiddelde totale kosten van Duitse zonne-energie in een bandbreedte die vergelijkbaar is met die van conventionele elektriciteitsproductie. De ondergrens van de range aan kosteninschattingen voor zonne-energie is gebaseerd op de Zuid-Duitse situatie, terwijl de bovengrens is gebaseerd op de Noord-Duitse situatie. Het Nederlandse perspectief in termen van het jaarlijkse aantal zonne-uren laat zich het best vergelijken met Noord-Duitsland, wat zou betekenen dat de gemiddelde totale kosten van zonne-energie tegen het einde van de zichtperiode vergelijkbaar wordt met die van de gemiddelde conventionele elektriciteitsproductie.

Figuur 1 Projectie van de gemiddelde totale kosten van hernieuwbare en conventionele energie-technieken in Duitsland



Bron: Fraunhofer, 2013.

Een analyse uitgevoerd door de Engelse overheid komt tot iets hogere inschattingen van de kosten van hernieuwbare energie (zie Tabel 2). Uitgaande van de kosten van conventionele energie zoals die in de analyse voor Duitsland is gehanteerd, blijkt ook bij deze inschattingen alleen wind op land op de korte termijn met conventionele elektriciteitsproductie te kunnen concurreren op kostenbasis.

Tabel 2 Projecties van de gemiddelde totale kosten van hernieuwbare energie in het Verenigd Koninkrijk (in €/kWh)

	2014	2020	2030
Wind op land	9-17	9-16	8-15
Wind op zee	16-23	12-17	11-16
PV - large scale	14-21	11-16	8-12

Bron: Department of Energy and Climate Change, 2013.

Verder wordt ook in geval van deze Britse analyse geconcludeerd dat kosten van zonne-energie op de lange termijn mogelijk vergelijkbaar worden met die van conventionele opwekking.

De voorgaande cijfers voor Duitsland, Nederland en het Verenigd Koninkrijk laten zien dat de kosten voor hernieuwbare energie op de korte termijn naar verwachting hoger zullen liggen dan voor conventionele elektriciteitsproductie. Voor de middellange termijn lijkt wind op land, en in mindere mate zon-PV, op kostenbasis de concurrentie met conventionele productie aan te kunnen gaan. Daarbij dient overigens rekening te worden gehouden met het feit dat sommige deskundigen verwachten dat de kosten van fossiele brandstoffen in de toekomst zullen dalen vanwege afnemende vraag (Legget, 2014).

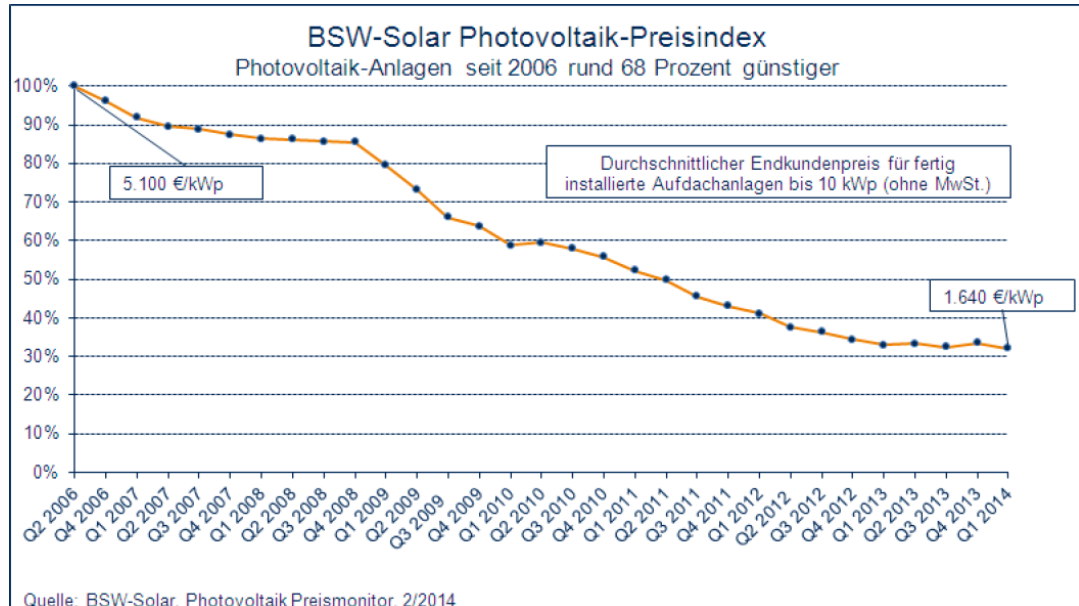
Voor wat betreft zonne-energie dient daarbij opgemerkt te worden dat de inschattingen aan de voorzichtige kant lijken. Voor deze techniek bestaan de gemiddelde totale kosten vrijwel geheel uit aanschafkosten, kosten van installatie en financieringskosten. Daarmee volgt de relatieve kostendaling van de gemiddelde totale kosten uit de relatieve kostendaling van de aanschafkosten en kosten van installatie. De relatieve daling van de aanschafkosten en kosten van installatie in Duitsland sinds 2006 ongeveer 12% per jaar betrof (zie Figuur 2). De relatieve kostendaling van de gemiddelde totale kosten als weergegeven in Figuur 1 komt echter overeen met slechts 3% per jaar.

Bovendien dient opgemerkt te worden dat een inschatting van technische ontwikkelingen in het domein van zonne-energie zich niet eenvoudig laat opstellen. In deze sector is er sprake van een snelle ontwikkeling van solar-PV techniek. Ter illustratie kan hierbij bijvoorbeeld gedacht worden aan de ontwikkeling van nieuwe printtechnieken die het rendement van bestaande zonnecellen sterk kunnen verhogen. Zo publiceerden wetenschappers van het Nederlandse Amolf al in 2012 in Nature Materials over een nieuwe techniek van printbare nanostructuren waarmee het rendement van bestaande zonnecellen onder laboratoriumcondities verviervoudigd kan worden (zie Polman A., Atwater, H.A., 2012). De techniek zal naar verwachting binnen enkele jaren op commerciële schaal toegepast kunnen worden. Dit is slechts één veelbelovend voorbeeld binnen een breed onderzoeksveld op het terrein van zonne-energie waar sinds 2005 de onderzoeksinspanningen sterk zijn toegenomen door een



grote toename van publiek en privaat kapitaal dat voor onderzoek, product-ontwikkeling en opschaling beschikbaar is gemaakt. Dit maakt het beeld met betrekking tot technologische ontwikkelingen op het terrein van zonne-energie complex en diffuus, zodat projecties van de gemiddelde totale kosten voor zonne-energie met de nodige omzichtigheid geïnterpreteerd dienen te worden.

Figuur 2 Ontwikkeling van de installatiekosten van zon-PV in Duitsland sinds 2006



Bron: BSW-Solar.

Samenvattend, lijken vooruitzichten met betrekking tot de kostenontwikkeling van hernieuwbare energie, en in het bijzonder wind op land en waarschijnlijk ook zonne-energie, uitzicht te bieden op kostendalingen die deze productietechnieken binnen de zichtperiode tot 2030 vanuit kostenperspectief concurrerend maken met conventionele opwekking. Voor wat betreft zonne-energie is hierbij echter uitgegaan van voorzichtige inschattingen. De stormachtige ontwikkelingen binnen het domein van zonne-energie, van technische ontwikkeling tot grootschalige productie op commerciële basis, suggereren dat de geprojecteerde kostendalingen veel sneller gerealiseerd worden.

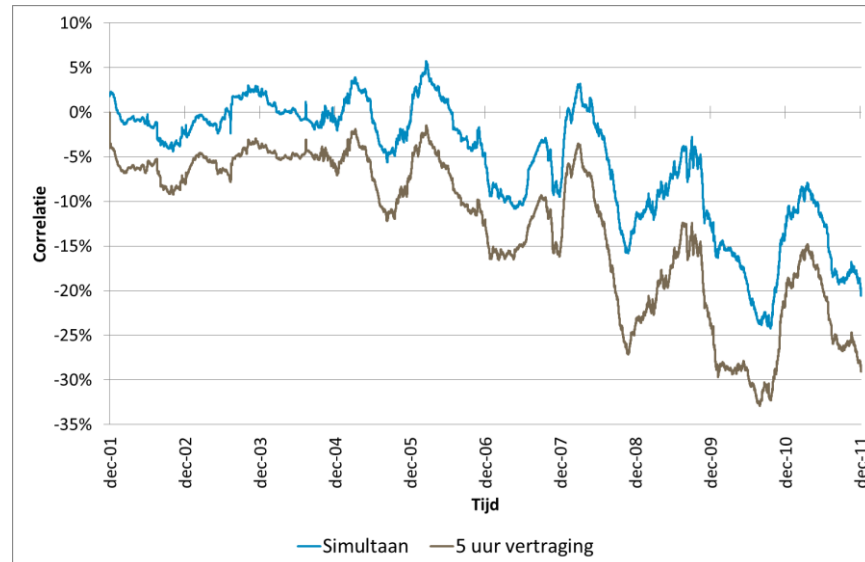
2.2 Perspectief opbrengsten

In de voorgaande bijlage is ingegaan op de prijsvorming op de DAM. Hierbij zijn onder meer de inframarginale opbrengsten en schaarse opbrengsten voor conventionele opwekking aan de orde gekomen, zoals die zich sinds 2000 op de Nederlandse elektriciteitsmarkt hebben voorgedaan. Daarmee werd een perspectief geschetst op de opbrengsten van conventionele elektriciteitsproductie op de langere termijn. Voor wat betreft de opbrengsten wind- en zonne-energie speelt er een andere dynamiek. Voor deze productietechnieken speelt de gelijktijdigheid van productie een belangrijke rol. Wind- en zonne-energie worden gedreven door de beschikbaarheid van wind- en zonne-energie. Bij grootschalige introductie van deze productiemiddelen zal er dus een grote hoeveelheid wind- en zonne-energie beschikbaar zijn, zodat er bij ruime beschikbaarheid van wind of zonlicht een hoge productie optreedt en de prijzen op DAM onder druk komen te staan. De opbrengsten van wind- en zonne-energie worden daardoor onder druk gezet. Daarmee zullen de



inframarginale opbrengsten van wind- en zonne-energie relatief laag liggen, terwijl eventuele schaarste beprijzing slechts optreedt op momenten dat deze vormen van energie niet beschikbaar zijn. Het mag duidelijk zijn dat dit ten koste gaat van de aantrekkelijkheid van investeringen in wind- en zonne-energie.

Figuur 3 Correlatie tussen uurlijkse waarden van een simulatie wind productie NL - APX en simulatie wind productie NL met vijf uur vertraging - APX, over de duur van een jaar



Bron: CE Delft.

Dit fenomeen kan geïllustreerd worden door de correlatie tussen de productie van windenergie en de DAM-prijzen in beeld te brengen. In Figuur 3 is deze correlatie voor de Nederlandse markt in beeld gebracht over de periode 2000-2011. In deze figuur is de correlatie weergegeven tussen de uurlijkse waarden van gesimuleerde windenergieproductie² en de APX DAM-prijzen over een jaar. De correlatie tussen windenergie en de DAM-prijzen illustreert de mate waarin verandering in windenergieproductie en -prijzen gelijktijdig optreden. Een hoge positieve correlatie impliceert een hoge mate van gelijktijdige toename, terwijl een negatieve correlatie impliceert dat toename van windenergieproductie gelijktijdig optreedt met afname van de prijzen op de DAM. Zoals verwacht mag worden, laat de curve een negatieve correlatie tussen windenergieproductie en de DAM-prijzen zien, die over de zichtperiode sterker wordt naarmate de hoeveelheid geïnstalleerd vermogen aan windturbines in Nederland toeneemt. Bij verdere toename van geïnstalleerd vermogen mag aangenomen worden dat deze trend zich doorzet.

De negatieve correlatie tussen windenergieproductie en DAM-prijzen heeft gevolgen voor de opbrengsten die windenergie genereert op de DAM. Dit kan tot uitdrukking worden gebracht middels de zogenaamde *profielkosten*. Dit begrip, dat ontwikkeld is binnen het kader van de SDE+ regeling, is het verschil tussen de gemiddelde windprijs (DAM-prijzen gewogen naar productievolume wind) en de gemiddelde DAM-prijs. Analyse van ECN geeft aan dat de profielkosten voor wind in Nederland in het tijdvak 2006-2009

² De simulatie is gebaseerd op het historische Nederlandse geïnstalleerde vermogen van windturbines, karakteristieke rendementscurven voor windturbines en historische windsnelheden op verschillende locaties in Nederland.



gemiddeld 3,65 €/MWh betroffen (ECN, 2013). Uit voorlopige berekeningen op basis van simulatie³ van de Nederlandse elektriciteitsmarkt in 2023 volgt dat de profielkosten voor wind in 2023 kunnen oplopen tot 15 €/MWh bij een gemiddelde DAM-prijs van 50 €/MWh. Daarmee worden de gemiddelde opbrengsten voor wind op land 35 €/MWh, zodat de opbrengsten onder de projectie van gemiddelde totale kosten voor 2020 komen te liggen.

Deze opbrengstinschatting is met name relevant voor wind. Voor zon-PV is dit minder relevant omdat investeerders vaak te maken hebben met uitgespaarde kosten inclusief energiebelasting, zeker als de salderingsregeling geldt en het gemiddelde elektriciteitsstarief over het hele jaar kan worden uitgespaard. De verwachting is dan ook dat voor de kleinverbruikers met de afnemende gemiddelde kosten van zon-PV en een salderingsregeling voor zowel de elektriciteitsproductiekosten als de energiebelasting, investeren steeds aantrekkelijker wordt tot een niveau van 4 kWp per huishouden (het niveau tot waar salderen voor een gemiddeld huishouden van toepassing is). Voor grootschalige zon-PV-projecten gelden gelijke overwegingen als voor windenergie.

Samenvattend kan dus gesteld worden dat windenergie geconfronteerd wordt met afnemende opbrengsten bij toenemende productie. Grootschalige introductie van wind- en zonne-energie zet prijzen onder druk indien productie van wind- en/of zonne-energie hoog is. De gemiddelde elektriciteitsprijs die ontvangen wordt voor met name windenergie ligt dan lager dan de gemiddelde DAM-prijzen en kan rendabele exploitatie compromitteren ook op basis van de geprojecteerde dalende gemiddelde totale kosten.

Voor zon-PV is het beeld voor de kleinverbruikers wezenlijk anders en positiever vanuit het perspectief van investeren.

2.3 Conclusies

Veel vormen van hernieuwbare energie worden geconfronteerd met relatief hoge gemiddelde totale kosten. In geval van intermitterende productiemiddelen, zoals wind en zon-PV gaat het dan met name om investeringskosten, terwijl operationele kosten juist laag zijn. De vooruitzichten voor de ontwikkeling van de investeringskosten bieden zicht op verdere afname, waardoor kostenniveaus voor wind op land en mogelijk ook zon-PV binnen de zichtperiode tot het niveau van conventionele opwekking zullen dalen. Zeker de ontwikkelingen op het terrein van zon-PV zijn stormachtig en kunnen mogelijk tot verrassend snelle prijsontwikkeling leiden.

Voor wat betreft opbrengsten dient bij grootschalige introductie van intermitterende bronnen echter wel rekening gehouden te worden met de ontwikkeling van de opbrengsten van elektriciteit die met deze middelen wordt geproduceerd. Omdat bij grootschalige introductie een significant prijseffect ontstaat bij een overvloed aan wind en/of zon zullen de opbrengsten lager liggen dan de gemiddelde DAM-prijzen. Deze prijseffecten kunnen er toe leiden dat investeringen in deze technieken, met name wind en zon-PV alleen als het gaat om grootschalige projecten, toch niet zal gaan renderen op de langere termijn. Dit leidt tot grotere risico's voor investeerders (en financiers) en dus tot hogere risicopremies (Beck en Martinot, 2004). De risico's voor investeringen in hernieuwbaar worden nog eens versterkt door de onzekerheid in de opbrengsten van deze energiebronnen; in tegenstelling tot bij conventionele energiebronnen zijn de

³ Uitgaande van uitvoering van het SER-Energieakkoord.



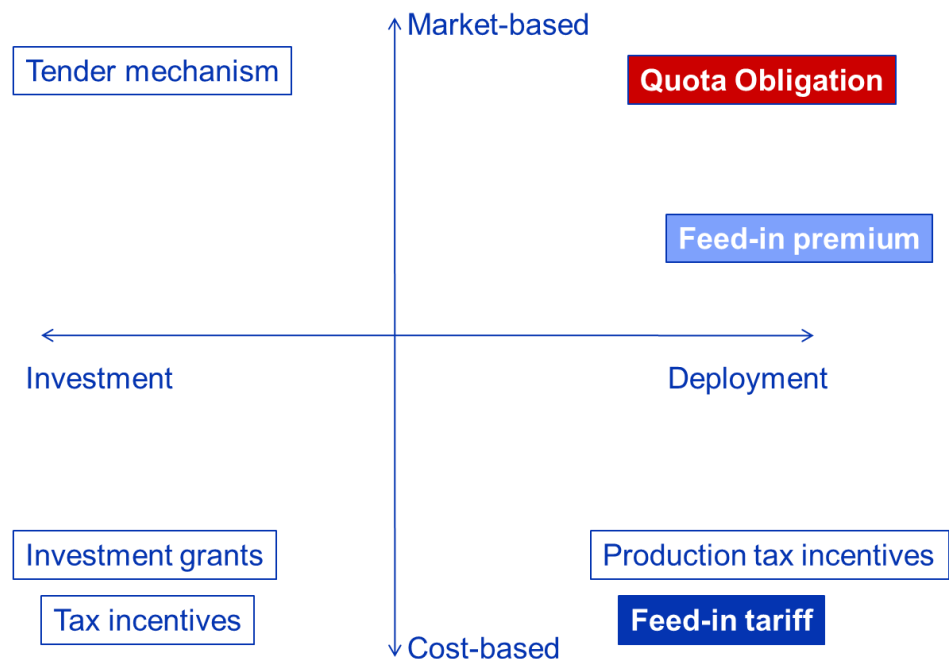
opbrengsten van wind- en zonne-energie immers variabel. Zelfs als de gemiddelde totale kosten van hernieuwbare energie op termijn dalen tot op het niveau van conventionele energie, staan deze onzekerheden grootschalige investeringen in hernieuwbare energie in de weg. Daarmee mag verwacht worden dat ook op lange termijn mechanismen vanuit de overheid nodig zullen blijven om te komen tot toenemende productie van hernieuwbare elektriciteit.

3 Stimulering hernieuwbare energie

3.1 Overheidsinstrumenten voor stimulering hernieuwbare energie

Zoals volgt uit voorgaande, vereist grootschalige (her)investeringen in hernieuwbare productiecapaciteit zeer waarschijnlijk een interveniërende rol van de overheid, zeker in een marktsituatie met teruglopende bruto marges. Hiervoor heeft de overheid meerdere beleidsinstrumenten tot haar beschikking. Deze instrumenten kunnen laten zich categoriseren aan de hand van een tweetal dimensies. In de eerste plaats zijn er verschillende instrumenten die investering stimuleren (zoals in Nederland de Energie Investeringsaftrek - EIA), terwijl andere instrumenten juist de inzet stimuleren (zoals subsidie op productie zoals de vroegere MEP). In de tweede plaats kan onderscheidt gemaakt worden tussen subsidies op kostenbasis (zoals wederom de MEP) of meer marktconforme instrumenten (zoals de SDE+ regeling beoogd). Deze laatste categorie omvat ook het verplichtingssysteem waarbij producenten of afnemers verplicht worden tot respectievelijk productie of afname van duurzame energie. Hierbij wordt gewoonlijk verondersteld dat er een markt ontstaat voor het product waarmee aan deze verplichting kan worden voldaan. Een overzicht van deze instrumenten is weergegeven in Figuur 4. Veel van de genoemde instrumenten worden toegepast in verschillende landen wereldwijd, waarvan enkele voorbeelden worden gegeven in Tabel 3.

Figuur 4 Overzicht ondersteuningsmechanismen



Bron: Hers, 2011.



Effectiviteit

De instrumenten verschillen in de mate waarin ze zekerheid geven over het behalen van de doelstellingen voor het aandeel hernieuwbare energie. Een verplichtingensysteem garandeert in principe een bepaald aandeel hernieuwbare energie, maar daarbij is het wel van belang dat de boete voor het niet halen van de verplichting hoog genoeg is om te voorkomen dat leveranciers kiezen voor de uitweg van het betalen van de boete (ECN, 2005).

Tabel 3 Overzicht van beleidsmaatregelen

Beleidsmaatregel	Beschrijving	Voorbeelden van landen waar deze maatregel is geïmplementeerd
Verplichtingen	Verplichting voor leveranciers om een bepaald aandeel hernieuwbare energie te leveren. Dit wordt gekoppeld aan een certificatenstelsel. Hierbij ontvangen producenten van HE certificaten die ze kunnen verkopen (direct of via de certificatenmarkt) aan leveranciers, die de certificaten kunnen gebruiken om aan te tonen dat aan de verplichting is voldaan.	België, Zweden, VK
Feed-in vergoedingen	Vergoeding voor elke geleverde kWh aan het elektriciteitsnet. Bij een <i>feed-in tarief</i> gaat het om een vooraf bepaalde vergoeding per kWh en geldt ook een aankoopverplichting voor distributiebedrijven of een afnameverplichting voor netbeheerders. Bij een <i>feed-in premie</i> wordt er een vergoeding verstrekt bovenop de elektriciteitsprijs om te compenseren voor de onrendabele top.	Duitsland, Spanje, Nederland
Tender systemen	Overheid veilt productie of capaciteit, waarbij exploitanten een bod kunnen uitbrengen voor de vergoeding die zij hier voor nodig hebben. De aanbieder met de laagste vergoeding en/of schoonste productie ontvangt het leveringscontract.	Frankrijk, Denemarken (voor specifieke projecten)
Capaciteits-subsidie	Er wordt een subsidie verstrekt voor het realiseren van HE-capaciteit. Eventueel kan er een verplichting worden opgelegd aan producenten om een minimale hoeveelheid hernieuwbare energie te produceren.	Rusland

Een aandachtspunt bij een verplichtingensysteem is wel of er voldoende zekerheid wordt geboden voor investeringen in nieuwe capaciteit; het systeem biedt investeerders geen zekerheid over toekomstige cashflows en bovendien zorgt de onzekere ontwikkeling van de certificaatprijzen voor extra investeringsrisico's.

Met name voor technieken die (zonder overheidsinterventie) nog ver afstaan van marktintroductie kan dit investeringen in de weg staan, terwijl die technieken op de lange termijn mogelijk wel nodig zijn om de doelstellingen voor hernieuwbare energie te halen. Ook voor kleinere investeerders kunnen de risico's van een verplichtingensysteem te groot zijn om geld te steken in hernieuwbare capaciteit. Dit heeft bijvoorbeeld het Verenigd Koninkrijk ertoe aangezet om kleinschalige projecten niet onder het verplichtingensysteem te laten vallen, maar in plaats daarvan deze projecten te ondersteunen via een feed-in tarief (Ragwitz et al., 2011).



De effectiviteit van feed-in vergoedingen ligt lager dan bij een (goed ontworpen) verplichtingssysteem. Het blijft immers altijd de vraag of de subsidie hoog genoeg is om partijen te verleiden om te investeren in hernieuwbare energie. Ervaringen met feed-in vergoedingen in Europa laten echter zien dat het in het verleden een effectief instrument is gebleken (Europese Commissie, 2005). Ragwitz et al. (2012) concluderen op basis van een vergelijkende studie van stimuleringsinstrumenten voor hernieuwbare energie in de EU-landen dat, hoewel verplichtingssystemen in de praktijk steeds effectiever worden, feed-in vergoedingen nog steeds een effectiever instrument is om investeringen in hernieuwbare energie te stimuleren. Daarbij is de effectiviteit van een feed-in tarief waarschijnlijk hoger dan bij een feed-in premie, wat vooral het gevolg is van de lagere investeringsrisico's voor hernieuwbare energie producenten bij het eerstgenoemde instrument (ECN, 2011). Zo zijn de risico's van veranderingen in fossiele energieprijzen bij feed-in tarieven kleiner⁴ en ook de balansrisico's aangezien producenten van hernieuwbare energie volgens ECN (2011) bij een feed-in tariefsysteem (in tegenstelling tot bij een feed-in premiesysteem) geen balansverantwoordelijkheid dragen.

De effectiviteit van een tendersysteem is in theorie hoog, omdat de te realiseren productie of capaciteit bepaald wordt door de overheid, waardoor de gewenste hoeveelheid hernieuwbare energie gerealiseerd wordt. Er bestaat echter het gevaar dat bij lage biedingen op een tender de betreffende tender niet wordt uitgevoerd, wat het bereiken van de doelstelling in gevaar brengt.

Een capaciteitssubsidie heeft enkel invloed op het realiseren van capaciteit en niet zozeer op de productie van hernieuwbare energie. Er bestaat dus een kans dat er enkel geïnvesteerd wordt in capaciteit, die vervolgens niet optimaal ingezet wordt. Gezien de relatief lage operationele kosten van wind- en zonne-energie is het echter de vraag in hoeverre dit gevaar reëel is. In Rusland wordt dit probleem (gedeeltelijk) opgelost door aan de producenten van hernieuwbare energie ook minimale productiedoelstellingen op te leggen. Als ze deze doelstellingen niet halen, dan krijgen ze een deel van de capaciteitssubsidie niet uitgekeerd.

Kosteneffectiviteit

In theorie biedt een verplichting de mogelijkheid om het aandeel hernieuwbare energie tegen zo laag mogelijke kosten te realiseren (CPB, 2009). Concurrentie op de markt leidt tot een prikkel voor kostenreductie op de langere termijn.

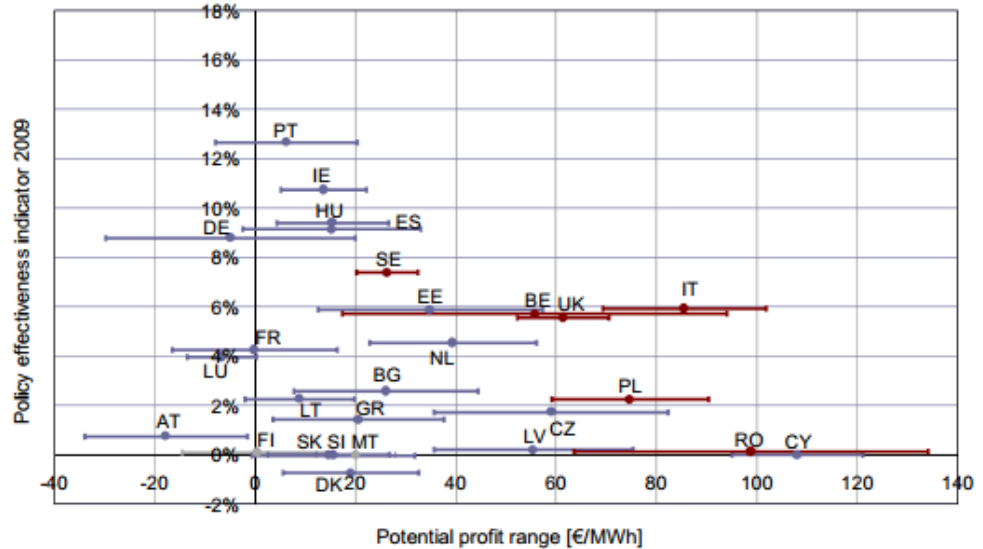
De kosteneffectiviteit kan vergroot worden door het verplichtingssysteem uit te breiden naar andere landen of samenwerking te zoeken met andere landen die reeds een verplichtingssysteem hebben ingevoerd (ECN, 2009). Aangetekend dient te worden dat er bij een verplichtingssysteem wel het risico bestaat dat er niet of onvoldoende geïnvesteerd wordt in innovatieve technieken, die (bij voldoende investeringen) op termijn zouden kunnen uitgroeien tot zeer kosteneffectieve oplossingen. Hierdoor bestaat er dus de mogelijkheid dat een verplichtingssysteem op de lange termijn niet leidt tot de meest kosteneffectieve realisatie van hernieuwbare energie.

⁴ Bij feed-in tarieven staat de hoogte van de vergoeding voor opgewekte hernieuwbare energie volledig los van de fossiele energieprijs, terwijl die vergoeding bij feed-in premies juist rechtstreeks samenhangt met de fossiele energieprijs (het is immers een vergoeding voor de onrendabele top).



Ook een tendersysteem kan leiden tot een kosteneffectieve realisatie van hernieuwbare energie, maar deze maatregel heeft over het algemeen hoge transactiekosten en is daardoor enkel geschikt voor grote energieprojecten.

Figuur 5 Overzicht van winstpotentieel van investeringen in wind op zee en effectiviteit voor verschillende ondersteuningsmechanismen in Reshaping



Bron: Reshaping.

Bij subsidiesystemen bestaat er geen continue prikkel om de kosten van hernieuwbare energie technieken te reduceren. Bij feed-in vergoedingen hangt de hoogte van de subsidie bijvoorbeeld direct af van de meerkosten van de HE-technieken ten opzichte van het fossiele alternatief en leidt een daling van de meerkosten dus tot minder subsidie en niet tot meer winst voor de producent. Bovendien vindt er geen concurrentie plaats tussen technieken, waardoor er minder prikkels zijn om kostenreducties te realiseren. Dit is oplosbaar door afnemende feed-in vergoedingen aan te kondigen, zoals Duitsland heeft gedaan.

Tot slot kan de bestaande informatieasymmetrie er voor zorgen dat de subsidiebedragen te hoog worden vastgesteld, waardoor de realisatie van hernieuwbare energie tegen hogere kosten tot stand komt dan noodzakelijk.

Overwinsten

Hoe generieker de maatregel wordt vormgegeven, hoe groter de kans dat er overwinsten (windfall profits) ontstaan voor sommige producenten. Immers, bij dergelijke instrumenten kunnen de producenten van hernieuwbare energie met lage kosten profiteren van de marge die er bestaat ten opzichte van de duurdere technieken. Opgemerkt moet worden dat het hierbij gaat om een herverdelingsvraagstuk (wie betaalt de rekening) en dat overwinsten niet ten kosten gaan van de kosteneffectiviteit van de beleidsmaatregel. Echter, het publieke (en daarmee vaak ook politieke) draagvlak wordt wel aangetast door flinke overwinsten voor producenten, zoals o.a. blijkt uit ervaringen met een verplichtingssysteem in het Verenigd Koninkrijk (CE Delft, 2010).



De kans op overwinsten is veruit het grootst bij een verplichtingensysteem. Omdat deze maatregel, in zijn meest pure vorm, geen onderscheid maakt tussen verschillende technieken, ontvangen de producenten van de goedkoopste technieken overwinsten in de vorm van certificaatprijzen die hoger liggen dan de kosten van hun techniek. Deze overwinsten nemen toe naarmate het kostenverschil tussen de verschillende technieken stijgt. Ragwitz et al. (2012) concluderen op basis van een vergelijking van de toegepaste stimuleringsinstrumenten voor hernieuwbare energie in EU-landen dat de overwinsten in de praktijk inderdaad hoger zijn bij een verplichtingensysteem dan bij feed-in vergoedingen. Een mogelijkheid om het risico op overwinsten te verminderen is door de duurste technieken (tijdelijk) buiten het systeem te houden (en te stimuleren met behulp van een subsidie) en enkel de technieken met kosten die in dezelfde range liggen mee te nemen. Een andere mogelijkheid is het introduceren van technieksschotten, waarbij het aantal certificaten dat ontvangen wordt per geproduceerd kWh gedifferentieerd wordt naar het type techniek (Ragwitz et al., 2011). Hoe marktrijper de techniek, hoe minder certificaten ontvangen worden per kWh en des te minder de ondersteuning voor deze techniek. De keerzijde hiervan is dat het kosteneffectiviteit van het instrument afneemt (ook duurere technieken worden gestimuleerd). Het Verenigd Koninkrijk en Italië kennen momenteel een verplichtingensysteem met technieksschotten (Ragwitz et al., 2011).

Bij de verschillende subsidieregelingen bestaat er een differentiatie naar techniek, waardoor het risico op overwinsten relatief beperkt is.

Prikkel tot innovatie

Om op een kosteneffectieve wijze de transitie te kunnen maken naar grootschalige inzet van hernieuwbare energie is het nodig dat deze technieken zich blijven verbeteren (in termen van rendement en kosten).

Bij een verplichtingensysteem is een prikkel tot innovatie niet gewaarborgd (gebrek aan dynamische efficiëntie); er bestaat bij dit systeem een kans op een 'race-to-the-bottom', waarbij producenten alleen inzetten op de goedkoopste productietechnieken en meer innovatieve technieken niet de kans krijgen om zich verder te ontwikkelen (en leereffecten en schaaleffecten te realiseren) (Europese Commissie, 2005). Ook bij een tendersysteem bestaat, als gevolg van de competitieve druk om zo goedkoop mogelijke productietechnieken in te zetten, de kans op een 'race-to-the-bottom'. Een mogelijkheid om het gebrek aan prikkel tot innovatie bij verplichtingensystemen op te lossen is door de invoering van technieksschotten, aangezien er dan ook een effectieve prikkel voor de duurere technieken bestaat. Ook kan de verplichting alleen ingevoerd worden voor technieken die (nagenoeg) marktrijp zijn, terwijl voor de meer innovatieve technieken een subsidie (feed-in vergoeding) blijft gelden (Ragwitz et al., 2011).

Feed-in vergoedingen zijn gedifferentieerd naar techniek en brengen dus geen risico met zich mee op een race-to-the-bottom (Ragwitz et al., 2012). De stimulerende werking tot innovatie kan versterkt worden door de hoogte van de vergoeding in de tijd af te laten nemen, zoals bijvoorbeeld gebeurd in Spanje en Duitsland. Op die manier loont het voor producenten om hun technieken zo snel mogelijk te verbeteren. Op dezelfde wijze kan de innovatiebereid bij capaciteitssubsidies vergroot worden.



Budgetzekerheid voor de overheid

De verschillende subsidieregelingen (feed-in vergoedingen, tendersystemen, capaciteitssubsidies) brengen het risico met zich mee dat ze een grote aanslag vormen op de Rijksbegroting en daarin zorgen voor de nodige budgettaire onzekerheid. De omvang van dit effect neemt toe naarmate het aandeel hernieuwbare energie toeneemt. Een verplichtingensysteem kent deze risico's niet, omdat alle kosten gedragen worden door de elektriciteitsleveranciers die het op hun beurt doorrekenen aan de consument.

De invloed van de verschillende subsidieregelingen op de Rijksbegroting kan op twee manieren verminderd worden. Allereerst kan er voor gekozen worden om de subsidieregeling te financieren via een opslag op de energierekening, waardoor analoog aan een verplichtingensysteem de rekening bij de eindverbruiker komt te liggen. Om (te snel) stijgende elektriciteitsprijzen te voorkomen is het daarbij van belang dat de subsidieregeling zo kosteneffectief mogelijk wordt vorm gegeven. Een tweede manier om de budgettaire onzekerheid van subsidieregelingen te verminderen is door te kiezen voor maximale budgetten in plaats van open einde regelingen. Het nadeel daarvan is echter dat dit ten koste gaat van de effectiviteit van de regeling.

Toekomstige stimulering van hernieuwbare energie in Nederland

Momenteel wordt hernieuwbare energie in Nederland gestimuleerd via de SDE+ regeling, wat een voorbeeld is van een feed-in premie. De vraag is echter of deze vorm van stimulering ook in de toekomst houdbaar is, in een situatie waarin het aandeel hernieuwbare energie nog veel verder zal moeten groeien bij lagere bruto marges. Enkel het verleiden van producenten om te investeren in hernieuwbare energie is wellicht niet voldoende om een grootschalige transitie tot stand te brengen. Bovendien legt dit (op termijn) een onhoudbare druk op de overheidsbegroting. Dit laatste punt kan opgelost worden door de subsidieregeling te financieren via een opslag op de elektriciteitsrekening zoals sinds kort gebeurt, maar dan wordt het des te belangrijker om te garanderen dat de stimulering van hernieuwbare energie op kosteneffectieve wijze tot stand komt (om grote stijgingen van de energieprijzen te voorkomen). En zoals we eerder hebben gezien is een verplichtingensysteem (mits goed vormgegeven) kosten-effectiever dan een feed-in vergoeding.

Op basis van bovenstaande argumenten lijkt overschakeling op een verplichtingensysteem voor hernieuwbare energie dan ook de voorkeur te verdienen. Dit wordt ook ondersteund door een kosten-batenanalyse van ECN waaruit blijkt dat een overstap van een feed-in premie naar een (hybride) verplichtingensysteem leidt tot een hogere nationale welvaart (ECN, 2009). Dit is vooral het gevolg van de grotere kosteneffectiviteit waarmee hernieuwbare energie via dit instrument wordt gestimuleerd.

Bij de vormgeving van een verplichtingensysteem wordt bij voorkeur aangesloten bij het ontwerp van systemen in andere Europese landen, zodat op termijn de verschillende nationale systemen gecombineerd kunnen worden waardoor de kosteneffectiviteit van de stimulering van hernieuwbare energie vergroot kan worden (ECN, 2011). Daarnaast is het van belang om dit systeem stapsgewijs in te voeren, waarbij dit systeem in eerste instantie alleen voor technieken met productiekosten die in de buurt komen van de productiekosten voor conventioneel te laten gelden (bijvoorbeeld wind op land en biomassa-bijstook). Voor technieken met een meer innovatief karakter zou dan eerst nog een feed-in vergoeding in stand gehouden kunnen worden, om zodoende deze technieken ook de mogelijkheid te bieden om zich verder te ontwikkelen (leereffecten, schaaleffecten) en overwinsten te voorkomen (door grote verschillen in productiekosten van de verschillende technieken te



compenseren) (ECN, 2011). De intentie moet echter wel zijn om ook deze technieken op termijn onder te brengen in het verplichtingssysteem. Een alternatief is om in het verplichtingssysteem technieschotten op te nemen, om zodoende de innovatieve technieken de mogelijkheid te bieden om zich verder te ontwikkelen.

3.2 Bijdrage hernieuwbaar energie aan leveringszekerheid

Zoals eerder aangegeven leidt een groeiend aandeel van hernieuwbare capaciteit in het aanbod van elektriciteit tot een grotere onzekerheid van elektriciteitslevering. Om leveringszekerheid te kunnen waarborgen is er dus back-up capaciteit nodig, die waarschijnlijk vooral in de vorm van conventionele productiefaciliteiten zal worden gerealiseerd. Maar hernieuwbare energie kan hier ook zelf een rol bij spelen.

Allereerst, door een afgewogen mix van hernieuwbare energiebronnen te combineren kunnen de risico's van een sterke groei van hernieuwbaar in de productiemix voor de leveringszekerheid worden geminimaliseerd (IEA, 2007). Wind- en zonne-energie hangen bijvoorbeeld negatief met elkaar samen; in maanden van hoge zonne-intensiteit is de windintensiteit gemiddeld lager en vice versa. De combinatie van verschillende vormen van hernieuwbare energie verhoogt dus de robuustheid van deze sector. Ook de geografische spreiding van productiefaciliteiten kan bijdragen aan een robuuster systeem, omdat de productie dan minder afhankelijk wordt van de wind- of zonne-intensiteit op één locatie (IEA, 2007; ING, 2011). Deze methoden om de risico's met betrekking tot leveringszekerheid te verkleinen zijn effectiever naarmate de Nederlandse elektriciteitsmarkt sterker geïntegreerd wordt in de Europese markt. Op die manier kan optimaal gebruik gemaakt worden van de diversiteit aan hernieuwbare productievormen (bijvoorbeeld waterkracht in Oostenrijk of Zweden) en verschillen in weersomstandigheden (wind- en zonne-intensiteit).

Het terugdringen van de risico's voor leveringszekerheid bij grootschalige investeringen in hernieuwbare energie vraagt om een actieve rol van de overheid. Zonder overheidsinterventie bestaat er voor de marktpartijen namelijk geen (of een te kleine) prikkel om te investeren in de optimale productiemix in termen van leveringszekerheid; in plaats daarvan zullen marktpartijen vooral investeren in de meest rendabele technieken (bij hernieuwbaar vooral windenergie) op de meest rendabele locaties. Door stimulering van innovatieve (nog niet) rendabele technieken en een goed locatiebeleid kan de overheid bijdragen aan de vermindering van de risico's voor leveringszekerheid.

Naast het feit dat door een afgewogen combinatie van hernieuwbare energiebronnen de risico's voor de leveringszekerheid kunnen worden geminimaliseerd kunnen hernieuwbare productiefaciliteiten in theorie ook bijdragen aan de benodigde back-up capaciteit. Met name windenergie kan snel op- of juist afgeschakeld worden, wat het een geschikte back-up faciliteit maakt. Echter, de variabele productie van hernieuwbare productiefaciliteiten en de relatief hoge kosten (zie Paragraaf 2.1) maken hernieuwbare energie, vanuit kostenefficiëntie oogpunt, minder geschikt als back-up capaciteit.



4 Conclusies

Kosten van wind dalen gestaag, zon-PV zal verrassen

De kostenontwikkeling van wind op land en wind op zee is vrij stabiel en suggereert dat wind op land op gemiddelde kostenbasis met conventioneel kan concurreren binnen de zichtperiode. Ontwikkelingen op het terrein van zon-PV zijn stormachtig en er dient rekening gehouden te worden met zeer snelle kostendaling mogelijk ruim binnen de zichtperiode. Met name voor kleinverbruikers kan de investeringsdynamiek een explosief karakter vertonen.

Profielkosten compromitteren intermitterende hernieuwbare energie

Omdat wind en zon niet stuurbaar is zal het bij grootschalige introductie in de elektriciteitsmarkt geconfronteerd worden met hevige prijsdruk. Daarmee speelt schaarste beprijzing dus nauwelijks een rol voor hernieuwbaar. Deze prijsdruk die uitgedrukt kan worden in profielkosten leiden er toe dat wind en grote zon-PV-projecten significant lagere opbrengsten tegemoet zullen zien bij grootschalige introductie. Dit kan het rendement van deze technieken ernstig compromitteren.

Hernieuwbaar behoeft ook op middellange termijn ondersteuning

Hernieuwbaar gaat zich tot 2030 niet zonder subsidies terugverdienen, verschillende technieken zoals wind op zee zullen tot 2030 niet kunnen concurreren op gemiddelde kosten basis. Technieken die dat vermoedelijk wel kunnen, zoals wind op land en zon-PV, zullen bij grootschalige integratie in de huidige marktstructuur op termijn leiden tot hevige prijsdruk waardoor de investeringsaantrekkelijkheid ondermijnd wordt. Hernieuwbaar heeft daarom ook op de middellange termijn ondersteuning nodig.

Bij het beoordelen van het beste middel om het aandeel hernieuwbare energie te verkrijgen is de vraag ook aan de orde welke rol de overheid bij voorkeur zou moeten spelen. Hierbij speelt de kwestie 'wat doet de markt en wat doet de overheid'. We hebben gezien dat zonder overheidsrol er geen of weinig hernieuwbare energie tot stand komt, ook niet in de toekomst. Maar dat betekent nog niet dat de overheid zeer intensief (via subsidiesysteem of via tender) met dit aandeel moet bemoeien. Het verleden heeft ook duidelijk gemaakt dat de overheid lang niet altijd goede keuzes maakt. Daarom zou het uitgangspunt moeten zijn zoveel mogelijk markt met een garantie dat het maatschappelijke doel wordt gehaald. Een verplichtingensysteem met een helder verantwoordingsplicht voor de energiebedrijven lijkt daarbij de voorkeur omdat bij een toenemend aandeel hernieuwbaar de inpassing daarvan steeds complexer wordt en een integrale afweging van intermitterende hernieuwbare bronnen, regelbare hernieuwbare bronnen, leveringszekerheid, kosten met zich meebrengt.

