

**Versnelde ontwikkeling van
duurzame energie in Nederland**
de rol van zon-PV & een verbeterd SDE systeem

Versnelde ontwikkeling van duurzame energie in Nederland

de rol van zon-PV & een verbeterd SDE systeem

Fieke Geurts & Max Rathmann

Oktober 2009

© Ecofys 2009

f.geurts@ecofys.nl, +31 (0)30 662 3708

m.rathmann@ecofys.nl, + 31 30 280 8354

In opdracht van Milieudefensie

Voorwoord

Utrecht, 05 oktober 2009

Milieudefensie heeft adviesbureau Ecofys gevraagd onderzoek te doen naar de mogelijkheden voor de versnelde ontwikkeling van duurzame energie in Nederland. Hierbij worden twee vragen beantwoord:

Hoe kan de duurzame energie doelstelling van 20% in 2020 in Nederland gerealiseerd worden – met nadruk op de 35% duurzame elektriciteit die aan deze doelstelling moet bijdragen en de maximale rol die zon-PV hierin zou kunnen spelen?

Hoe kan het SDE systeem verbeterd worden en wat kan daarbij geleerd worden van het Duitse systeem?

Voor het onderzoek is gebruik gemaakt van de kennis en ervaring van experts binnen Ecofys. Experts die veel ervaring hebben in de praktijk door hun betrokkenheid bij de realisatie van veel duurzame energieprojecten en met duurzaam energiebeleid in andere landen.

Inhoudsopgave

| | | |
|----------|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1 | 20% duurzame energie in 2020..... | 3 |
| 1.1 | De huidige situatie..... | 3 |
| 1.2 | Een grotere rol voor zon-PV?..... | 5 |
| 1.3 | Een grotere rol voor andere duurzame energie technologieën? | 9 |
| 2 | Een verbeterd SDE systeem | 11 |
| 2.1 | De huidige situatie..... | 11 |
| 2.2 | Verschillen tussen het Nederlandse en Duitse subsidie systeem | 11 |
| 2.3 | Het effect van een aangepast SDE systeem..... | 13 |
| 2.3.1 | Stabiliteit van het subsidiesysteem | 13 |
| 2.3.2 | Niet-SDE gerelateerde belemmeringen | 13 |
| 2.4 | Voorgestelde aanpassingen van de SDE..... | 13 |
| 2.5 | Kosten en baten van een aangepast SDE systeem | 20 |
| | Referenties | 22 |
| | Lijst met gebruikte afkortingen | 24 |

1 20% duurzame energie in 2020

In dit hoofdstuk schetsen we hoe de duurzame energie doelstelling van 20% in 2020 in Nederland gerealiseerd kan worden. De nadruk ligt hier op de 35% duurzame elektriciteit die aan deze doelstelling moet bijdragen en de maximale rol die zon-PV hierin zou kunnen spelen.

1.1 De huidige situatie

Om de doelstelling van 20% duurzame energie in 2020 te halen, is minimaal 35% duurzame elektriciteitsproductie nodig.

De Nederlandse regering heeft als doelstelling om in 2020 20% van de energievraag duurzaam in te vullen. Hierbij gaat het om verduurzaming van de elektriciteitsproductie, maar ook om verduurzaming van transport en het gebruik van duurzame warmte.

Als uitgangspunt van deze studie is genomen dat een aandeel van minimaal 35% duurzame *elektriciteit* nodig is om te voldoen aan de 20% duurzame *energie* doelstelling voor 2020. Op verzoek van Milieudefensie is geanalyseerd in hoeverre dit aandeel duurzame elektriciteit gehaald kan worden met maximale inzet van duurzame energietechnieken als zon-PV en windenergie, zodat het aandeel biomassa kleiner zou kunnen worden (wat door Milieudefensie wenselijk wordt geacht, gezien de discussie over de duurzaamheid van biomassa). Voor windenergie worden in deze studie de ambities van het kabinet aangehouden (6.000 MW op zee en 6.000 MW op land) en aanbevelingen gedaan om die ambities ook daadwerkelijk te realiseren.

Met het huidige beleid zal het aandeel duurzame elektriciteit in 2020 circa 12% zijn. Om 35% te halen, zijn meer inspanningen en middelen nodig.

In de *Verkenning Schoon en Zuinig* geven ECN en PBL aan dat de huidige gereserveerde budgetten voor de periode van 2008-2020 voor de stimulering van duurzame energie toereikend lijken voor de korte termijn (2010) doelstellingen van het kabinet. ECN en PBL concluderen echter dat de gereserveerde budgetten onvoldoende zijn om de benodigde 35% duurzame elektriciteit in 2020 te halen. In figuur 1-1 is de ontwikkeling van duurzame energie volgens het beleid en ambities van Schoon en Zuinig weergegeven.

De gereserveerde budgetten van cumulatief €11,5 miljard over de periode 2008-2020 zijn voldoende voor het verduurzamen van 12% van de *elektriciteitsvraag*, wat overeenkomt met 5% van de totale *energievraag*. ECN en PBL hebben becijferd dat een cumulatief budget van €18,1 miljard nodig is voor 35% duurzame elektriciteit in 2020. (van Dril, 2009). Het kabinet heeft aangekondigd eind 2009 met een voorstel voor aanpassing van de financiering van het SDE-beleid te komen, om alsnog de benodigde middelen vrij te maken.

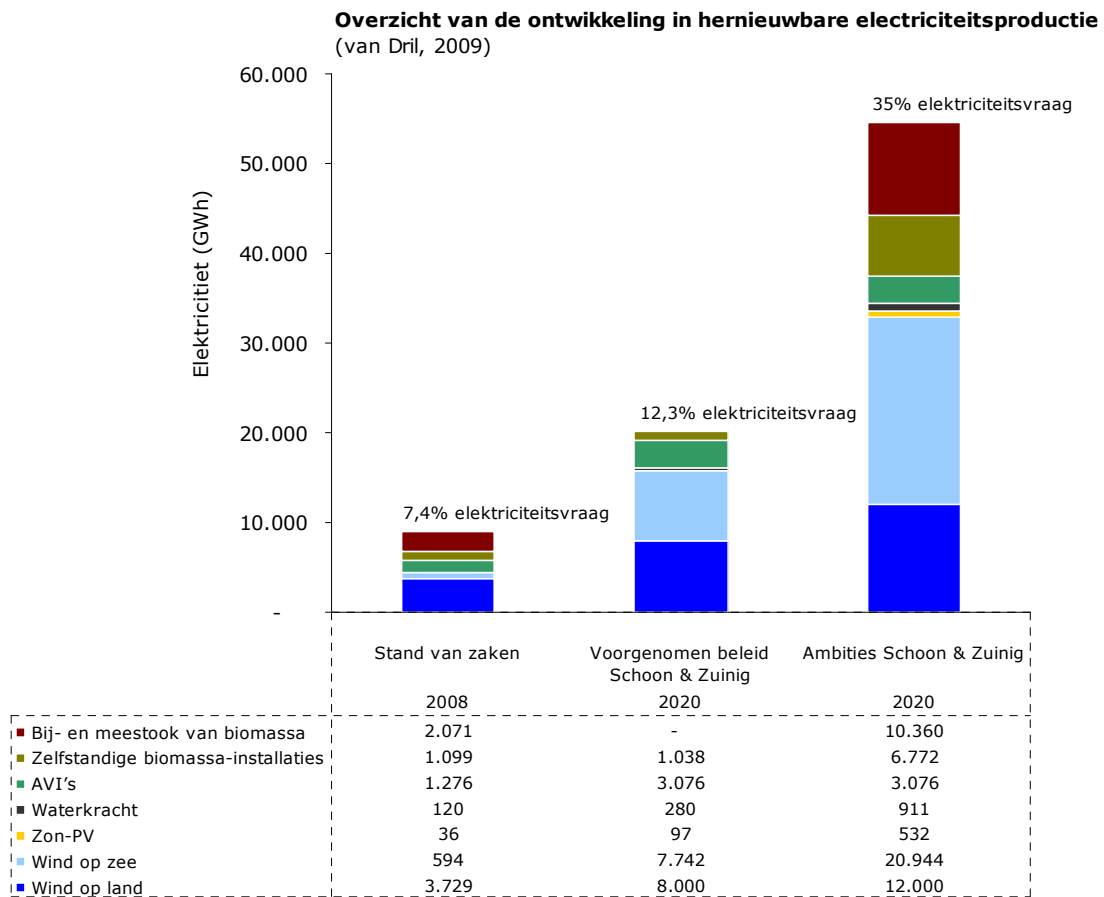
De inspanning die nodig zijn om de 35% energiedoelstelling te halen worden verderop in de notitie aangestipt.

In de ambities van Schoon en Zuinig wordt ingezet op biomassa en wind op zee en land, terwijl zon-PV nauwelijks een rol speelt.

In de ambities van Schoon en Zuinig wordt het leeuwendeel van de 35% duurzame elektriciteit in 2020 geleverd door wind op zee en land en biomassa, respectievelijk 60% en 31% van de duurzame elektriciteit.

Het aandeel van andere duurzame elektriciteitsopties (zon-PV, waterkracht, geothermie) is klein.

De bijdrage van zon-PV in de 35% ambitie in Schoon en Zuinig is 532 GWh in 2020, ofwel 1% in de duurzame elektriciteitsproductie (van Dril, 2009). Voor de realisatie hiervan is een marktgroei van gemiddeld 25% per jaar nodig, een getal dat onder het wereldwijde gemiddelde van de afgelopen 10 jaar ligt.



© Ecofys

1-1 Ontwikkeling duurzame energie naar beleid en ambities Schoon en Zuinig (van Dril, 2009)

1.2 Een grotere rol voor zon-PV?

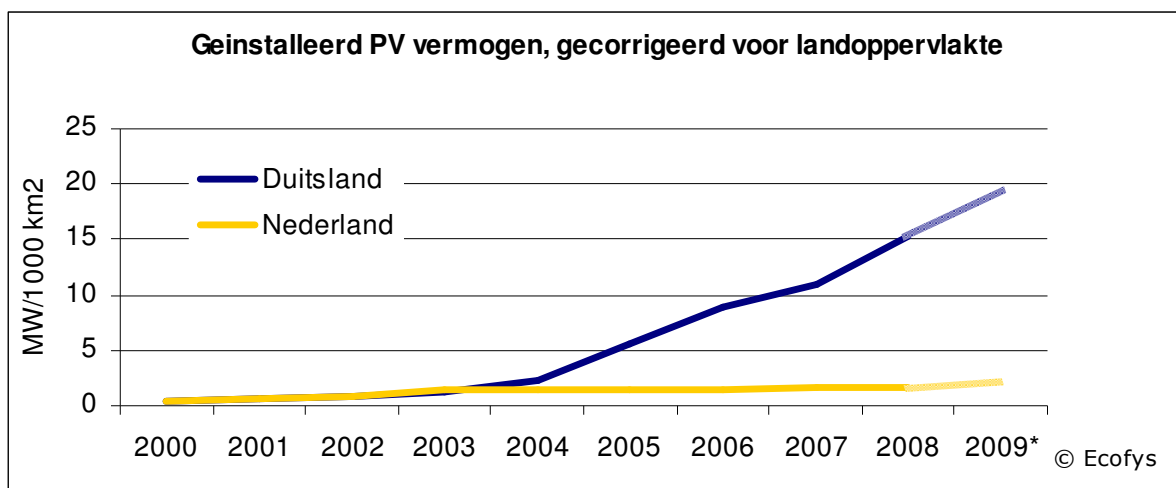
De ontwikkeling van zon-PV in Nederland blijft sinds 2003 achter op internationale ontwikkelingen.

In 2008 was het opgesteld zon-PV vermogen in Nederland 55 MW en de productie 36 GWh elektriciteit. In figuur 1-2 is te zien hoe dit zich verhoudt tot Duitsland, gecorrigeerd naar het aantal vierkante meter landoppervlak. In de figuur is te zien dat in 2003 Nederland en Duitsland zo goed als evenveel geïnstalleerd vermogen aan zon-PV hadden, respectievelijk 1,4 en 1,3 MW per 1000 km². Vanaf dat punt laat de Duitse markt een sterke groei zien tot 20 MW per 1000 km², waar Nederland duidelijk achter blijft.

De groei van zon-PV in Nederland in de komende jaren wordt beperkt door de SDE budgetplafonds.

In 2009 is er een SDE subsidie voor zon-PV toegekend voor 20 MW (Ministerie EZ, 15 mei 2009). Daarnaast zal er waarschijnlijk voor 11,8 MW extra subsidie worden toegekend, indien het budget voor wind op land niet uitgeput raakt (Ministerie van EZ, 14 augustus 2009).

Deze groei wordt bepaald door het budgetplafond van de subsidieregeling. De totale hoeveelheid extra vermogen van alle subsidieaanvragen was 259 MW – waarmee de subsidieregeling 8 maal overschreven is. Daarbij komt nog dat binnen enkele dagen bekend was dat het budgetplafond bereikt was, waardoor er ongetwijfeld subsidieaanvragen niet zijn ingediend.



1-2 Vergelijking opgesteld zon-PV vermogen tussen Nederland en Duitsland (EPIA ,2009)

Internationale koplopers laten zien dat zon-PV over een langere periode kan groeien met meer dan 50% per jaar.

De gemiddelde jaarlijkse groei van het geïnstalleerd zon-PV vermogen over de afgelopen 10 jaar was in Spanje 84% en in Duitsland 58%. Wereldwijd ligt de jaarlijkse groei sinds 1995 boven de 25%, met een gemiddelde groei van 36% per jaar. In Nederland is sinds 2003 de groei van het opgestelde zon-PV vermogen achter gebleven bij de internationale ontwikkeling, met een gemiddelde groei van 3% per jaar voor de periode 2003-2008. (EPIA, 2009)

De groei in Spanje is grotendeels te danken aan een royaal feed-in tarief. Hierdoor zijn in Spanje de afgelopen jaren grote zon-PV parken gebouwd: 98% van het opgestelde vermogen wordt in Spanje gevormd door zon-PV parken (IEA, 2009).

Het 10-jarig groeicijfer van Spanje is enigszins vertekend door de extreme groei in 2007 en 2008 van respectievelijk 510% en 360%. Deze extreme groei is veroorzaakt door een aangekondigde begrenzing van het bestaande, royale, feed-in tarief. Velen wilden dus nog voor september 2008 een installatie realiseren onder het oude feed-in systeem. Ook al zijn zulke groeicijfers niet over een langere periode vol te houden, is het opvallend dat het technisch mogelijk is om een explosieve groei op korte termijn te realiseren. De groei in 2009 is in het nieuwe systeem begrensd op 500 MW (wat overeenkomt met een groei van 15%). De begrenzing van het royale feed-in systeem heeft onder andere te maken met de kosten die ermee gemoeid waren. Schattingen van het Nationale Energy Comité, geven aan dat het feed-in tarief ongeveer €4 miljard zal kosten in 2009. (Baratti, 2009).

De groei in Duitsland is de afgelopen jaren ook hoog geweest dankzij een feed-in tarief, waarbij de tarieven jaarlijkse worden verlaagd, afhankelijk van het jaarlijks geïnstalleerd vermogen. Duitsland voert al jaren een actieve industriepolitiek die zich ook richt op zon-PV. Sinds 2000 wordt zon-PV door de Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gesteund.

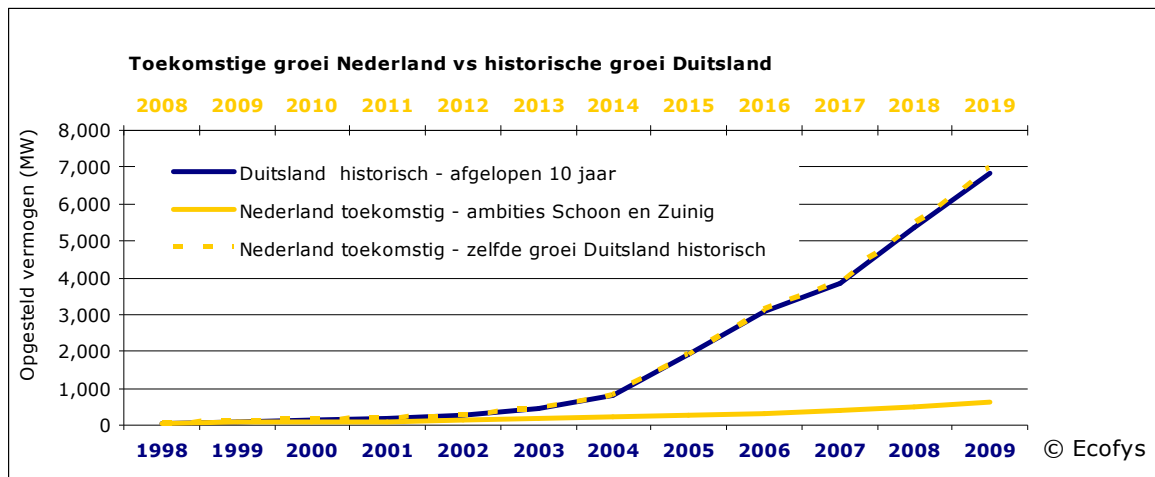
Internationale koplopers laten daarmee zien dat zon-PV over een langere periode kan groeien met meer dan 50% per jaar.

In de komende jaren kan zon-PV een snellere groei doormaken dan waar nu rekening mee wordt gehouden in Schoon en Zuinig.

De bijdrage van zon-PV in de 35% ambitie in Schoon en Zuinig is 532 GWh in 2020 (gemiddeld 25% marktgroei per jaar). Met het huidige beleid zal ongeveer 97 GWh worden gerealiseerd in 2020 (gemiddeld 9% groei per jaar). De internationale ontwikkelingen van de afgelopen jaren laten zien dat zon-PV een snellere groei kan doormaken dan beoogt in Schoon en Zuinig. De overinschrijving van het SDE budget voor zon-PV laat zien dat er (meer dan) voldoende vraag is vanuit de markt.

Een illustratief voorbeeld van een mogelijke groei van het opgestelde vermogen zon-PV als "alle schouders eronder worden gezet" kan gegeven worden aan de hand van de ontwikkelingen in Duitsland in de afgelopen 10 jaar. Het opgestelde vermogen in Nederland in 2008 is met 55 MW zo goed als gelijk aan het opgestelde vermogen in

1998 in Duitsland (54 MW). Figuur 1-3 laat zien hoe de toekomstige hoeveelheid opgesteld zon-PV vermogen er in Nederland uit zou kunnen zien als de historische groei van Duitsland wordt bereikt. Dit zou betekenen dat in 2019 bijna 7.000 MW aan zon-PV geïnstalleerd zou kunnen zijn. De Nederlandse markt voor zon-PV zal dan jaarlijks met 55% moeten groeien. Dit geïnstalleerde vermogen zou gezien kunnen worden als het maximaal haalbare in 2020.¹



1-3 Mogelijke groei zon-PV in Nederland vs historische groei in Duitsland (EPIA ,2009)

Er zijn hierbij een viertal kanttekeningen te plaatsen.

- 1 Allereerst is er het effect op het **beschikbare land- en dakoppervlakte**. Voor de installatie van 7.000 MW vermogen aan zon-PV in Nederland is ongeveer 35-70 km² oppervlakte nodig², ongeveer 0,1-0,2% van het Nederlandse landoppervlakte. Het beschikbare dakoppervlak in Nederland dat geschikt is voor zon-PV in de gebouwde omgeving (rekening houdend met oriëntatie e.d.) wordt geschat tussen de 151 km² en de 357 km^{2,3}. Dit betekent dat tussen de 10% en 45% van het geschikte dakoppervlak nodig is. Naast daken kan er ook landbouwgrond gebruikt worden. Het totale potentieel voor zon-PV wordt in Nederland op de lange termijn (2040-2050) geschat op 70.000 – 180.000 MW⁴. De beschikbare ruimte vormt

¹ Dit is een hoge schatting in vergelijking met wat in de literatuur gegeven wordt voor het maximale potentieel. Door (Junginger et al, 2004) wordt bijvoorbeeld 1200-1800 MW in 2020 ingeschat als maximaal potentieel (rekening houdend met productie en installatie capaciteit en technologische ontwikkelingen).

² Uitgaande van een conservatieve schatting van 100 Wp per m² voor de ondergrens (ECN, 2004) en 200 Wp/m² voor de bovengrens. Momenteel kunnen systemen rond de 150 Wp/m² leveren.

³ De (conservatieve) ondergrens is op vrij gedetailleerde manier berekend aan de hand van 'housing statistics' (Defaix, 2009). De bovengrens is gebaseerd op 24,5 m² dak en façade opp. per capita in heel Europa. Allerlei beperkende factoren zijn meegenomen, zoals publiek acceptatie en daken en façades aan de Noord zijde (ECN, 2004 overgenomen van IEA, 2001).

⁴ Ondergrens van 70.000 MW wordt gegeven door (Junginger et al, 2004) bij 115-430 km² beschikbaar dakoppervlak en 220 km² landbouwgrond. Bovengrens door (ECN, 2004) bij 400 km² in de gebouwde

hiermee geen belemmering voor zon-PV, het betekent wel dat zon-PV na het bereiken van vermogens rond de 7.000 MW niet door kan groeien met groeicijfers van 50% per jaar.

- 2** Een deel van de groei in Duitsland komt voor rekening van grootte **zon-PV akkers**. In 2008 ging het hierbij om een 500 tal installaties met een totaal geïnstalleerd vermogen van ongeveer 700 MW, 13% van het geïnstalleerde vermogen (IEA, 2009). Het is minder waarschijnlijk dat in Nederland een vergelijkbare hoeveelheid vermogen geïnstalleerd zal worden in de vorm van zon-PV akkers als in Duitsland (beschikbare ruimte, grondprijzen, instraling).
- 3** Om een groot vermogen aan zon-PV geïnstalleerd te krijgen zal een hele **bedrijfstak** van producenten, handelaars en installateurs (e.d.) opgezet moeten worden. Enerzijds betekent dit (veel) werkgelegenheid. Anderzijds zijn er beperkingen aan de snelheid waarbij een netwerk met de benodigde kennis en kunde kan worden opgebouwd. Met een bevolking van Nederland die ongeveer 5 keer kleiner is dan Duitsland, zal de impact groter zijn op de bedrijfstak.
- 4** Het laatste belangrijke aspect zijn de **kosten** voor PV. Deze zijn (momenteel) hoger dan bijvoorbeeld wind op land en wind op zee. Er valt echter een ontwikkeling te verwachten in de prijs. Nederland kan daarbij profiteren van de leerervaringen en kostendalingen die door Duitsland (en anderen) in de afgelopen jaren gerealiseerd zijn. Diverse studies laten zien dat voor zon-PV een 'learning rate' van 20% te verwachten is (Neij, 2008). Dit betekent dat bij de verdubbeling van het wereldwijde PV vermogen de kosten met 20% zullen dalen. In Tabel 1-4 is een inschatting gegeven van de jaarlijkse kosten als er in 2020 7.000 MW zon-PV geïnstalleerd zou zijn. Hierbij is een lage schatting van de kosten gemaakt op basis van 20% 'learning rate' en een hoge schatting op basis van de huidige prijzen. De prijs omgeslagen over het totale elektriciteitsgebruik van Nederland ligt tussen de €ct 0,6 en €ct 1 per kWh. Bij een stroomgebruik van 3200 kWh per huishouden (CBS, 2009) komt dit neer op ongeveer €20 tot €30 per jaar. Als de energie-intensieve industrie en/of anderen worden vrijgesteld, zullen deze prijzen enkele tientallen procenten hoger uitvallen. Een goed stuurmechanisme om de kosten binnen de perken te houden, is het groeipad van PV afhankelijk te maken van de prijsontwikkeling. Dit is verder uitgewerkt in hoofdstuk 2, zie met name het voorbeeld op pagina 18.

Kortom, in de komende jaren kan zon-PV een snellere groei doormaken dan waar nu rekening mee wordt gehouden in Schoon en Zuinig, waarbij de groei zoals die in Duitsland heeft plaatsgevonden een maatstaf kan zijn voor wat maximaal haalbaar is met een hoog ambitieniveau. Gezien de technische potentiëlen op lange termijn van 70.000-180.000 MW kan zon-PV na 2020 een nog beduidend grotere bijdrage leveren. De groei tot 2020 is daardoor ook mede te zien als een voorbereiding (of leerinvestering) hiervoor.

omgeving en 200 km² voor pv centrales, met een hoge (momenteel nog niet haalbare) opbrengst van 300 wp/m².
8/28

1-4 Schatting van de uitgaven in 2020 voor 7000 MW opgesteld vermogen.

| | lage schatting | hoge schatting |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Totale jaarlijkse subsidie | € 0,9 miljard | € 1,5 miljard |
| Opslag wanneer omgeslagen per kWh | €ct 0,6 per kWh | €ct 1 per kWh |
| Per gemiddeld huishouden (zonder vrijstelling grootverbruikers) | € 20 per jaar | € 30 per jaar |

Wanneer volop op zon-PV wordt ingezet, is biomassa in mindere mate nodig dan nu wordt voorzien voor het halen van een aandeel van 35% duurzame elektriciteit in 2020.

Als Nederland vanaf 2010 ongeveer hetzelfde groeipad zou volgen als Duitsland in de afgelopen 10 jaar heeft laten zien, kan de bijdrage van zon-PV groeien tot 4 à 5 TWh⁵ (7% - 9% van de duurzame elektriciteitsproductie) in 2020.

De beoogde elektriciteitsopwekking door bij- en meestook van biomassa in kolen- of gascentrales is 10,4 TWh. Bij een ambitieuze groei van zon-PV zou het dus mogelijk zijn om tot bijna de helft hiervan te vervangen door zon-PV.

1.3 Een grotere rol voor andere duurzame energie technologieën?

Windenergie speelt een grote rol in een duurzame energievoorziening

De Nederlandse regering zet in op wind energie (op land en op zee) voor het realiseren van de 35% duurzame elektriciteitsdoelstelling: drievijfde van de doelstelling moet gehaald worden door zowel 6000 MW aan wind op land als 6000 MW op zee. Windenergie zal daarmee een grote rol spelen.

Momenteel staat er bijna 2000 MW op land en 228 MW op zee aan windenergie geïnstalleerd. Voor wind op zee is er een extra subsidie van 950 MW toegezegd. De NWEA voorziet dat windenergie op de Noordzee kan doorgroeien tot 20.000 MW in 2050 (NWEA, 2009).

Het is niet waarschijnlijk dat andere duurzame energieopties (bijvoorbeeld geothermie) in 2020 al een grote rol zullen spelen in Nederland.

Het is niet te voorzien dat naast wind energie, bio-energie en eventueel zonne-energie, andere duurzame energietechnieken in 2020 een substantiële bijdrage zullen kunnen leveren. Elektriciteitsopwekking uit geothermie, zou met 200 – 450 GWh een

⁵ Geschat op basis van groeipad uit vorige paragraaf (ongeveer 7 GW in 2019) en een (conservatieve) opbrengst.

bescheiden bijdrage kunnen vormen. Ook van golf- en getijden energie is te verwachten dat deze technieken pas na 2020 een belangrijke rol zullen spelen.

2 Een verbeterd SDE systeem

In dit hoofdstuk staan aanbevelingen over hoe het SDE systeem verbeterd kan worden, met name in relatie tot het Duitse systeem met als doel om de ontwikkeling van duurzame energie in Nederland te versnellen.

2.1 De huidige situatie

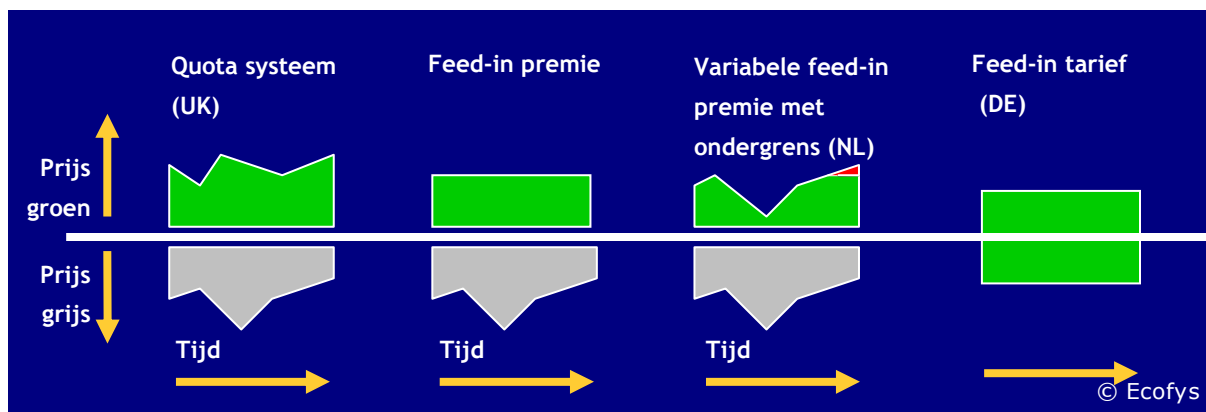
Sinds 2008 is in Nederland de Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE) van kracht. De SDE vervangt de regeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP), die in 2006 is stopgezet. In Duitsland is het Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) uit 2000 van kracht. Een vergelijkbare voorganger bestaat sinds 1991, het EEG is ingrijpend herzien in 2004 en 2009.

De subsidietarieven in de twee subsidiesystemen zijn vergelijkbaar hoog. De belangrijkste verschillen tussen de twee systemen zijn hieronder samengevat.

2.2 Verschillen tussen het Nederlandse en Duitse subsidie systeem

Stabiliteit van het systeem. Duitsland heeft een stabiel en voorspelbaar investeringsklimaat, terwijl dit in Nederland niet het geval is. Dit heeft vooral betrekking op de continuïteit van het subsidiesysteem maar ook op vergunningsprocedures en locatieplanning. In de loop van de tijd is er in Duitsland een bredere politieke consensus voor het stimuleren van duurzame energie ontstaan dan in Nederland, waardoor meer zekerheid geboden wordt aan investeerders en marktpartijen.

Feed-in systeem. Duitsland heeft een feed-in *tarief*, Nederland een feed-in *premie*. Bij een feed-in premie, zoals in Nederland, ontvangt de producent van duurzame elektriciteit een premie voor de duurzame opwekking, maar verkoopt de (fysieke 'grijze') stroom zelf op de markt en ontvangt daaruit inkomsten. Een feed-in tarief, zoals in Duitsland wordt gebruikt, onderscheid zich van een feed-in premie doordat de



2-1 Verschillen tussen diverse subsidiemechanismen

producent de stroom niet zelf verkoopt. Hierdoor ontvangt de producent een vaste prijs voor de duurzame opwekking en de fysieke 'grijze' stroom. Zie figuur 2-1.

Momenteel is er discussie in Duitsland over de introductie van een keuzemogelijkheid voor producenten tussen feed-in tarief en een nieuw in te voeren feed-in premie.

Financiering. In Duitsland wordt de subsidieregeling gefinancierd via het elektriciteitstarief, in Nederland via het overheidsbudget, alhoewel een overgang naar financiering via het elektriciteitstarief is voorgenomen.

Budgetbeperking. In Nederland is het jaarlijks per technologie beschikbare budget beperkt, in Duitsland niet. Wel kent Duitsland voor zon-PV een correctiemechanisme om de groei gecontroleerd te laten verlopen. Voor zon-PV is er een "doeicorridor" voor de hoeveelheid extra capaciteit per jaar – als deze overschreden wordt, daalt automatisch het feed-in tarief in het volgende jaar voor nieuwe installaties, in de veronderstelling dat het tarief tot zover blijkbaar te aantrekkelijk was (zie voorbeeld op pagina 18).

Differentiatie subsidieniveau. In Duitsland is het subsidieniveau binnen een technologie gedifferentieerd, Nederland kent geen differentiatie binnen een technologie. Bijvoorbeeld voor windturbines op land is in Duitsland het subsidieniveau afhankelijkheid van de kwaliteit van de locatie, waardoor meer locaties rendabel zijn. De stimulans om de beste locaties te benutten blijft wel behouden.

Vaststelling subsidieniveau. In Duitsland wordt het subsidieniveau per vier jaar vastgesteld, in Nederland wordt dit per jaar bekeken. In Nederland wordt de SDE basisprijs voor nieuwe installaties ieder jaar berekend op basis van de actuele kosten voor onder andere de technologie. In Duitsland wordt het feed-in tarief normaliter om de 4 jaar herzien en in de tussenjaren wordt het subsidieniveau jaarlijks met een vast percentage verlaagd (bijvoorbeeld 9% per jaar voor zon-PV) om de markt te stimuleren efficiëntere oplossingen te zoeken. Aanpassingen in SDE basisprijs of feed-in tarief gelden in beide landen alleen voor nieuw te plaatsen installaties, voor oude installaties blijft het niveau uit het installatiejaar gehandhaafd.

Subsidieduur. In Duitsland is de te ontvangen subsidie voor de meeste technologieën voor 20 jaar gegarandeerd, in Nederland voor 12 of 15 jaar.

Verantwoordelijkheid voor onbalans. In Duitsland ligt de verantwoordelijkheid voor de onbalans (verschil tussen voorspelde en daadwerkelijke productie) bij de netbeheerder en in Nederland bij de producent (met uitzondering van kleinschalige zon-PV).

Netcongestie. In geval van netcongestie heeft duurzame energie in Duitsland prioriteit, in Nederland niet. Verandering in Nederland wordt beoogd.

2.3 Het effect van een aangepast SDE systeem

Voordat ingegaan wordt op de aanpassingen van de SDE regeling die de voorwaarden vormen voor een dynamische en continue ontwikkeling van de duurzame elektriciteit productie in Nederland, zijn er twee belangrijke kanttekeningen te plaatsen. Deze kanttekeningen zijn bepalend voor de effectiviteit van een aangepast SDE systeem: de stabiliteit van het subsidiesysteem en niet-SDE gerelateerde belemmeringen.

2.3.1 Stabiliteit van het subsidiesysteem

Afschaffing van de SDE en het installeren van een compleet nieuw systeem, is niet aan te bevelen omdat **stabiliteit boven een perfect systeem** gaat. De politieke discussie over een radicale verandering zal zeer waarschijnlijk zeer lang duren en in de tussentijd veel onzekerheid in de markt creëren, waardoor investeringen uitgesteld worden. Daarnaast zal de zoveelste ingrijpende verandering in het subsidiestelsel binnen enkele jaren niet helpen het vertrouwen te verhogen, dat het dan nieuwe systeem wel stabiel zal zijn. De kans is dus groot dat de voordelen van het nieuwe systeem niet kunnen opwegen tegen de hierboven genoemde nadelen.

Een betere aanpak is om de **SDE regeling te laten evolueren**, waarbij geleerd wordt van buitenlandse ervaringen.

2.3.2 Niet-SDE gerelateerde belemmeringen

Naast tekortkomingen in de SDE bestaan er zeer belangrijke verdere niet-economische belemmeringen die een verdere ontwikkeling van duurzame elektriciteitsproductie in de weg staan. Hierbij moet gedacht worden aan ruimtelijke ordening en vergunningsprocedures. Deze belemmeringen zijn in dit rapport niet nader uitgewerkt, maar zijn van groot belang.

Zonder het wegnemen van de niet-economische belemmeringen zullen de verbeteringen aan de SDE hun potentieel positieve invloed slechts voor een klein deel waar kunnen maken.

2.4 Voorgestelde aanpassingen van de SDE

Ecofys stelt een tiental aanpassingen van de SDE regeling voor die de voorwaarden vormen voor een dynamische en continue ontwikkeling van de duurzame elektriciteit productie in Nederland.

1. Introduceer feed-in tarief voor kleinschalige en innovatieve technologieën

De introductie van een feed-in tarief voor kleinschalige en innovatieve technologieën (zoals zon-PV, golf- en getijdenenergie, biomassa-vergisting en geothermie) kan parallel aan de huidige feed-in premie gebeuren. Deze combinatie van feed-in tarief en

premie zal zeer waarschijnlijk in Duitsland geïntroduceerd worden. In Spanje hebben producenten nu al een keuzemogelijkheid. In Groot-Brittannië en Italië bestaat parallel aan de verplichting met handelbare certificaten (quota system) een feed-in tarief voor kleinschalige projecten.

Voor kleinschalige en innovatieve technologieën heeft een feed-in tarief in vergelijking met een feed-in premie de voordelen dat het:

- Eenvoudiger te begrijpen is;
- Lagere transactiekosten heeft, doordat het project contracten met minder partijen hoeft te sluiten (bijv. geen stroomleveringscontract);
- Hogere investeringszekerheid en minder risico's geeft.

Voor kleinschalige duurzame energie producenten (zon-PV in de gebouwde omgeving, of vergistinginstallaties in de landbouw) of voor nog weinig gestandaardiseerde, innovatieve technologieën (bijvoorbeeld getijdenenergie) kunnen bovengenoemde voordelen het cruciale onderscheid maken of een project gerealiseerd wordt of niet.

Het feit dat de feed-in tarief eenvoudiger van opzet is, leidt ertoe dat meer kleine partijen zoals huiseigenaren en boeren tot investeringen gemotiveerd worden. Voor huishoudens zou het proces nog makkelijker gemaakt kunnen worden door hun de registratie bij CertiQ uit handen te nemen.

2. Financier SDE via elektriciteitstarieven in plaats van overheidsbudget

Door de financiering van de SDE subsidie via elektriciteitsverbruiktarieven in plaats van via het overheidsbudget te laten lopen, wordt de politieke onzekerheid over de toekomstige beschikbaarheid van budgetten weggenomen. Daarnaast wordt het mogelijk om de uitgaven ten opzichte van de oorspronkelijke planning te laten fluctueren.

Het systeem om de hoogte van de opslag op het elektriciteitsverbruik te bepalen en de geldstromen te beheren werkt in Duitsland zonder directe inmenging van de overheid. In de berichtgeving hoeven ministers daardoor geen negatieve publiciteit te vrezen rondom kostenverzwaring bij de consument. De Duitse overheid reguleert wel de verantwoordelijkheden van de verschillende marktpartijen in het beheren en betalen van de geldstromen.

Het systeem wordt per 1 januari 2010 gewijzigd, en werkt dan als volgt:

- de distributienetbeheerders zijn verplicht de geleverde stroom tegen het vastgestelde feed-in tarief af te nemen en aan de transportnetbeheerders door te geven;
- de transportnetbeheerders zijn verplicht de stroom als grijze stroom aan de stroombeurs te verkopen;
- de energieleveringbedrijven zijn verplicht de kosten (verschil tussen feed-in tarief en opbrengst verkoop grijze stroom) aan de transportnetbeheerders te vergoeden naar rato van hun aandeel in de verkoop van stroom aan eindverbruikers. De

energieleveringbedrijven mogen zelf bepalen of/hoe zij deze kosten doorberekenen aan de consumenten.

De overgang naar financiering via het elektriciteitsstarief wordt beoogd in Nederland. Deze aanpassing is een voorwaarde voor het opheffen van een andere belemmering – de harde jaarlijkse budgetbeperkingen.

3. Hef de jaarlijkse budgetbeperking op of pas deze aan

Het jaarlijkse budget van de SDE – en daarmee de maximale nieuwe capaciteit – is beperkt, en dus krijgen niet alle projecten die een aanvraag doen SDE. Naast het feit dat hierdoor de groei van duurzame energie beperkt wordt, leidt dit tot twee verdere problemen:

- Voor een SDE aanvraag is (met uitzondering van zon-PV) een bouwvergunning nodig. Het krijgen van een bouwvergunning kan soms tot vijf jaar duren, gedurende waarvan marktpartijen kosten maken. Door de huidige budgetbeperking kunnen projecten aan het einde van dit traject geconfronteerd worden met een uitgeput SDE budget, zonder zekerheid dat tenminste in het vervolgjaar budget beschikbaar is. Dit zorgt voor hoge risico's en daarmee verbonden kosten voor marktpartijen.
- Projecten met een SDE subsidietoekenning krijgen anderhalf tot vier jaar tijd om het project in gebruik te nemen. Dit is enerzijds zinvol, omdat de bouw van een project veel tijd kan vergen, anderzijds kan het er toe leiden dat projecten onnodig uitgesteld worden (bijv. in afwachting van lagere technologieprijzen) en eventueel nooit gerealiseerd worden, terwijl andere projecten zonder subsidietoekenning niet gebouwd kunnen worden.

Een optie is de volledige afschaffing van de jaarlijkse budgetbeperking. Door een financiering via elektriciteitsverbruiktarieven is dit mogelijk. De kosten kunnen dan stijgen, maar dat is onvermijdbaar als men de 2020 doelstelling wil halen, en het risico dat Nederland zijn 2020 doelstelling niet gaat halen lijkt momenteel groter dan het risico dat er meer duurzame energie dan gewenst gerealiseerd wordt – een bovengrens voor de marktgroei lijkt dan een onnodige beperking/risico voor de marktontwikkeling.

Als men aan een jaarlijkse budgetbeperking vast wil houden, bijvoorbeeld om de maatschappelijke kosten voor zon-PV enigszins te beperken, is een goede optie de instelling van een flexibele budget-/capaciteitsgrens.

Een voorbeeld voor een *flexibele budget-/capaciteitsgrens* bestaat in de Duitse feed-in tarief voor zon-PV: men heeft een doelcorridor voor de gewenste hoeveelheid extra capaciteit per jaar gedefinieerd (1000-1500 MW in 2009, 1100-1700 MW in 2010, 1200-1900 MW in 2011). Het feed-in tarief voor een nieuwe installatie daalt in ieder geval ieder jaar met gemiddeld 9%. Als de groei in een jaar hoger is dan in de doelcorridor bepaald, daalt automatisch het feed-in tarief in het volgende jaar voor nieuwe installaties met 10% in plaats van 9%. Dat gebeurt in de veronderstelling dat het tarief tot zover blijkbaar te aantrekkelijk was vergeleken met de doelcorridor. Door

de automatische correctie van het feed-in tarief wordt het waarschijnlijker, dat in het volgende jaar de doelcorridor wel bereikt wordt. Eenzelfde correctie bestaat ook voor te langzame groei, dan wordt het feed-in tarief minder snel verlaagd. Dit mechanisme zou in Nederland ook progressief ingezet kunnen worden: 1% extra verlaging per x MW overschrijding van de doelcorridor.

4. Garandeer overheidstoewijding voor een langere termijn groeitraject

Het is belangrijk om een lange termijn groeitraject per technologie te definiëren waar de overheid zich aan committeert. Dit is essentieel om een continue ontwikkeling van de verschillende technologieën in Nederland mogelijk te maken. Vakmensen voor planning en installatie moeten opgeleid worden, productiecapaciteit voor technologie moet gebouwd worden, capaciteit voor het verwerken van vergunningsprocedures moet verhoogd worden. Kortom, het hele netwerk dat nodig is voor de realisatie van duurzame energieprojecten moet zich ontwikkelen. Dit gaat het beste bij een continu groeitempo. Tijdelijk stoppen van de ontwikkeling (bijv. door budgetstop) is funest voor de vaak jonge bedrijven en netwerken. Maar ook een abrupte snelle groei is niet ideaal of mogelijk – dan moet veel technologie, kennis en werkkracht tegen hoge kosten geïmporteerd worden, zonder dat de Nederlandse kennis- en werkgelegenheidssituatie daardoor verbeterd.

5. Geef voorrang voor duurzame energie op het stroomnet.

De capaciteit van het stroomnet is beperkt. In bepaalde regio's kan tijdelijk de capaciteit onvoldoende zijn voor alle producenten (netcongestie). Dan moeten sommige installaties (door de netbeheerder) gedwongen worden om hun productie te reduceren of te stoppen om de stabiliteit van het net te waarborgen. Als dit vaak gebeurt en duurzame energie producenten voor de verloren inkomsten niet gecompenseerd worden, kan de duurzame elektriciteitsinstallatie economisch onrendabel worden. Investerings in duurzame energie worden daardoor riskanter en minder aantrekkelijk. Gezien de hoeveelheid momenteel geplande conventionele centrales (gas/kolen) kan netcongestie tot een centrale barrière voor duurzame elektriciteit worden.

In het Duitse EEG is vastgelegd dat duurzame elektriciteit voorrang heeft voor andere centrales in geval van netcongestie. Als een duurzame elektriciteitsinstallatie zijn productie toch moet reduceren om de netstabiliteit te waarborgen, moet de netbeheerder de producent compenseren voor de verloren inkomsten. De netbeheerder mag deze kosten doorberekenen aan de netgebruikers als hij kan aantonen alle economisch zinvolle maatregelen ter verhoging van de netcapaciteit doorgevoerd te hebben en de netcongestie optimaal gemanaged te hebben. Conventionele centrales worden niet gecompenseerd voor verloren inkomsten in geval van netcongestie. Op deze manier wordt het risico voor duurzame energie projecten gereduceerd en worden ontwikkelaars van conventionele centrales gestimuleerd om alleen locaties te kiezen waar zij de (toekomstige) ontwikkeling van duurzame energie niet blokkeren.

6. Maak windprojecten in minder windrijke gebieden rendabel

De huidige SDE regeling maakt feitelijk alleen windprojecten in meer windrijke gebieden economisch rendabel te exploiteren. Vooral in het binnenland worden daardoor weinig projecten gerealiseerd, terwijl deze projecten essentieel zijn voor het behalen van de kabinetsdoelstellingen. Momenteel wordt al voorzien dat het beschikbare budget voor windprojecten op land in 2009 niet geheel benut zal worden.

Om dit te ondervangen kan in de SDE regeling onderscheid in windklasse gemaakt worden, zodat ook windturbines in gebieden met lager windaanbod in aanmerking komen voor subsidie.

Een voorbeeld kan hier het Duitse model zijn, waar de hoogte van de subsidie in de jaren 6 tot en met 20 van een project afhankelijk gemaakt wordt van de opbrengst in de eerste vijf jaar. De formule is zo opgebouwd, dat de meest windrijke gebieden economisch het meest aantrekkelijk zijn, maar dat ook andere locaties economisch haalbaar zijn, zolang de energieopbrengst hoger is dan 60% van een referentielocatie.

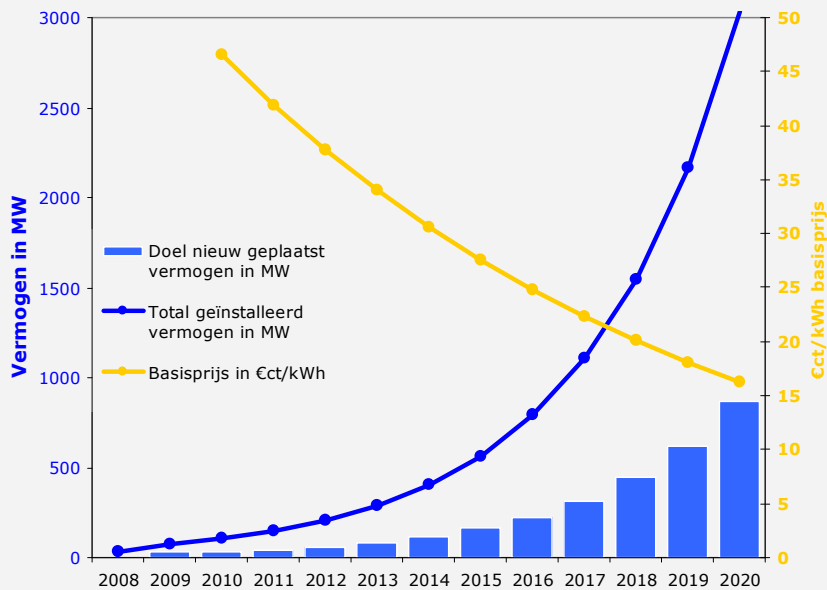
7. Stem subsidieduur af op technische levensduur

Op dit moment wordt de totale hoeveelheid te ontvangen subsidie berekend en uitbetaald over een (te) beperkte periode van 12 (voor biomassa) of 15 jaar (voor wind op land en zon-PV). Idealiter is de periode waarover de premie uitbetaald wordt in overeenstemming te brengen met de technische levensduur, welke bij wind of zon-PV zeker 20 jaar is. Het subsidiebedrag per kWh kan dan omlaag, maar door het betere aansluiten van subsidieduur aan technische levensduur kunnen projecten langer lopende bankleningen afsluiten en daardoor kunnen de totale subsidiekosten verder gereduceerd worden. Dit punt geldt niet nodigerwijs voor kleinschalige zon-PV installaties, omdat hier vaak geen aparte financieringen voor worden afgesloten.

8. Hef ondergrens elektriciteitsprijs bij berekening subsidiebedrag op

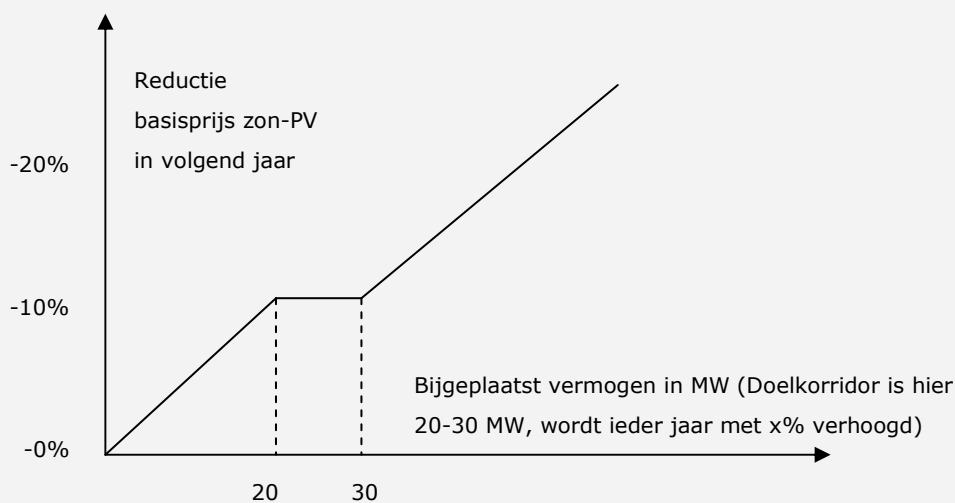
Projecten moeten nu zelf het risico dragen als de gemiddelde stroomprijs onder de 40€ per MWh zakt, omdat anders het gereserveerde overheidsbudget onvoldoende zou kunnen zijn. Dit veroorzaakt kosten voor projecten en maakt projecten moeilijker financierbaar. Zodra de kosten via het elektriciteitstarief gedekt worden, kan deze ondergrens opgeheven worden, en kunnen projecten ook voor lagere gemiddelde stroomprijzen gecompenseerd worden.

Voorbeeld voor een groeitraject met flexibele budget-/capaciteitsgrens



De grafieken illustreren een mogelijk **groeitraject** en flexibele budget-/capaciteitsgrens voor zon-PV waar de overheid zich aan zou kunnen committeren. In de eerste grafiek stijgt het doel voor het jaarlijks bijgeplaatst vermogen met x% per jaar van y MW per jaar naar z MW per jaar. Het cumulatieve zon-PV vermogen zou dan op q MW in 2020 uitkomen. De overheid committeert zich aan dit groeitraject onder de voorwaarde, dat de basisprijs voor nieuwe installaties ieder jaar met (ongeveer) 10% verlaagd kan worden – de basisprijs zou dan in 201x onder de huidige gemiddelde huishoudstroomprijs uitkomen.

Het **mechanisme van de flexibele budget-/capaciteitsgrens** is in de tweede grafiek getoond. Mocht de groei in een jaar hoger zijn dan in het groeitraject geambieerd, wordt de basisprijs in het volgende jaar sterker verlaagd, en vice versa. Hierdoor blijven de budgeteffecten beperkt, als de groei in een jaar sterker is dan gepland: De basisprijs in het volgende jaar daalt dan immers sneller dan gepland, waardoor de groei in het volgende jaar automatisch iets afgeremd wordt.



9. Let op details wind op zee tender regeling

Voor wind op zee is een tender gepland, die onderdeel uitmaakt van de SDE. De tenderprocedure is nog niet bekendgemaakt. In het buitenland is in het verleden gebleken dat de volgende details van een tender regeling cruciaal zijn voor het succes:

- Procedure moet langer van tevoren bekend zijn.
- Continuïteit van het tendersysteem over de jaren moet hoog zijn (nu al bekend wanneer volgende rondes zijn / hoeveel vermogen / procedure in grote lijnen / interactie met vergunningsverlening) om investeringszekerheid voor projectontwikkelaars te verhogen en daardoor de uiteindelijke kosten te verlagen.
- Bouw elementen in om zekerheid te verhogen dat het winnende project gerealiseerd wordt. Dit kan bijvoorbeeld door boetes bij niet-realiseren, maar deze worden dan meegenomen in het bod van partijen, en verhogen aldus de kosten voor de maatschappij. Beter is het om het Deense voorbeeld te volgen, waar de overheid de netinpassing uitvoert, en van tevoren bodonderzoek en de milieueffectrapportage voor geschikte locaties regelt. Op deze manier worden de risico's voor biedende partijen verlaagd en de kans op daadwerkelijke realisatie verhoogt. Tender niet alleen op prijs, dit verhoogt het risico op biedingen, die uiteindelijk economisch niet haalbaar blijken.

10. Overweeg overheidsparticipatie in grootschalige projecten

Overweeg overheidsparticipatie in grootschalige projecten met hoge risico's waar de leercurve nog steil is, zoals wind op zee of getijdenenergie.

- Door te participeren – bijvoorbeeld via een Duurzaam Energie Beheer Nederland (D-EBN) – kan meer risico worden weggenomen.
 - Overheidsparticipatie levert het project een deel van het broodnodige kapitaal op.
 - De projecten worden veel makkelijker en goedkoper te financieren. Er zullen meer projecten daadwerkelijk worden gerealiseerd, waardoor de overheidsdoelstellingen met meer zekerheid zullen worden gerealiseerd.
 - Door overheidsparticipatie kan de 'governance risk' van het project worden teruggedrongen. De overheid committeert zich niet alleen in woord, maar ook in daad aan offshore energie. Overheidsparticipatie zal resulteren in lagere financieringskosten, en dus een lagere onrendabele top. De kosten van offshore wind kunnen hier met meer dan 10% door afnemen (De Jager, 2009)
 - Participatie geeft de overheid een veel beter inzicht in de uitdagingen waarvoor de sector gesteld wordt, en maakt het mogelijk om hier veel proactiever op te reageren met beleid (bijvoorbeeld met betrekking tot het opbouwen van de industrie supply chain).

- Oversubsidiëring kan worden voorkomen. Als een project het bovengemiddeld goed doet, wordt dit beloond, maar profiteert de schatkist daar ook van.
- De overheid participeert via EBN (met een triple-A rating) wel risicodragend in olie- en gaswinning, maar voor offshore wind is deze route niet in beeld. Door haar betrokkenheid kan EBN de overheid 'bij de les houden' (zie kleine veldenbeleid), een Duurzaam Energie Beheer Nederland zou ditzelfde kunnen doen voor (offshore) duurzame energie. De duurzame energiebaten van 2030 worden daarmee zeker gesteld, want veel offshore duurzame energiebronnen zijn tegen die tijd economisch te exploiteren.

2.5 Kosten en baten van een aangepast SDE systeem

In Duitsland was in 2008 de opslag op de huishoudstroomprijs voor het feed-in tarief €ct1,1 per kWh. Dit komt neer op €3,10 per maand voor het stroomverbruik van een Duits vierpersoonshuishouden (BMU, 2009).

Deze kosten zijn door het Duitse ministerie van milieu berekend op basis van 72 TWh duurzame elektriciteitsproductie onder het EEG tegen een gemiddeld feed-in tarief van €ct12 per kWh en een veronderstelde waarde van de EEG stroom op de stroommarkt van €ct5,7 per kWh. De totale extra kosten voor de EEG stroom waren dus €4,5 miljard, en deze worden in Duitsland verdeeld over alle stroomconsumenten, met uitzondering van de energie-intensieve industrie.

Het aandeel van duurzame elektriciteit in het totale elektriciteitsverbruik wat hierdoor mogelijk gemaakt werd, was met 14,8% in 2008 twee keer zo hoog als in Nederland (7,5%). Het aandeel van verhoudingsgewijs dure zonnestroom is zelfs 20 keer zo hoog: 0,65% in Duitsland, 0,03% in Nederland. (BMU 2009 en CBS voor cijfers NL).

Deze cijfers geven een indicatie voor de orde van grootte van een opslag op de elektriciteitsprijs. Het exacte bedrag voor Nederland zal per jaar schommelen, in afhankelijkheid van

- de hoeveelheid duurzame elektriciteit,
- de gebruikte duurzame energie technologieën,
- de toekomstige ontwikkeling van de kosten van die technologieën,
- de toekomstige ontwikkeling van de elektriciteitsprijs.

Tegenover de kosten van een aangepast SDE systeem staan substantiële maatschappelijke baten. De beschrijving daarvan is niet de focus van deze studie, maar zij worden hieronder kort aangestipt. De verschillende kosten en baten kunnen niet simpel bij elkaar opgeteld worden, echter is het interessant om te zien dat volgens de officiële jaarlijkse publicatie over de effecten van het Duitse EEG alleen al de baten, die hieronder onder 1 en 2 beschreven worden samen groter zijn dan de boven genoemde kosten.

- 1 Vermeden maatschappelijke kosten van fossiel.** Door de productie van duurzame stroom hoeft minder stroom uit fossiele bronnen geproduceerd worden,

en daardoor wordt minder CO₂ en andere schadelijke stoffen uitgestoten. Het Duitse ministerie van milieu veronderstelt de maatschappelijke kosten voor CO₂ op €70 per ton. Voor de productie van stroom uit fossiele bronnen moet tot nu toe in het kader van de emissiehandel echter nog maar een veel lagere prijs van momenteel rond de €15 per ton betaald worden. De productie van duurzame stroom onder het EEG heeft daardoor in 2008 tot €2,9 miljard vermeden maatschappelijke kosten geleid (BMU, 2009).

- 2 Effect van lagere energieprijzen door meer duurzame energie.** Door extra productie van duurzame stroom stijgt de competitie op de stroommarkt. Duurzame stroom verdringt daarbij de tot nu toe duurste productie. Aangezien de duurste "marginale" productie prijsbepalend is op de stroombeurs, leidt meer productie van duurzame stroom binnen een SDE of EEG regeling tot lagere stroomprijzen aan de stroombeurs. Dit zogenaamde merit-order-effect is in Duitsland uitgebreid door verschillende onderzoeksinstituten onderzocht en bevestigd. Men gaat ervan uit dat in 2006 de beursstroomprijs door de EEG stroomproductie gemiddeld €7,6 per MWh lager was. Voor het totale stroomverbruik representeert dit een maatschappelijke baat van €5 miljard⁶.
- 3 Leveringszekerheid.** De bijdrage van Nederlands gas voor de Nederlandse energievoorziening neemt de komende jaren snel af. Daardoor wordt Nederland afhankelijker van geïmporteerde fossiele brandstoffen. Een snelle uitbreiding van de duurzame energie productie maakt Nederland onafhankelijker van import en verhoogt dus de leveringszekerheid.
- 4 Werkgelegenheid.** Duurzame energie zorgt voor meer werkgelegenheid dan fossiele energieën. Aan de productie, planning en installatie van 1 MW zon-PV hebben 38.4 mensen een jaar werk (kolen 14.4, gas 3.4, wind op land 15.4) en het onderhoud van 1 MW vergt continu 0.4 fte (kolen 0.10, gas 0.05, wind op land 0.40) (Greenpeace, 2009).
- 5 Verdere ontwikkeling duurzame energie technologie en verlaging kosten.** De productie van duurzame energie wordt goedkoper naarmate meer duurzame energie projecten gerealiseerd worden, omdat technologieproducenten, projectontwikkelaars en installateurs leren steeds efficiënter te produceren. Voor zon-PV bijvoorbeeld kan men een afname van de kosten van zo'n 20% observeren bij elke verdubbeling van de cumulatieve opgestelde capaciteit (Neij, 2008). Daardoor zullen steeds meer technologieën in de toekomst geen SDE meer nodig hebben. Een succesvolle SDE zal zichzelf dus op den duur overbodig maken en vanaf dat moment veroorzaken duurzame energieën geen additionele kosten meer, terwijl de baten tegenover fossiele energie altijd beschikbaar zullen blijven.

⁶ Gebaseerd op €700 miljoen maatschappelijke baat van het deel dat op de beurs wordt verhandeld, er van uitgaande dat prijzen voor lange termijn contracten mede gebaseerd worden op beursprijzen.

Referenties

- [1] Baratti, G., 2009, *Spanish Solar Subsidy Seduces FPL, Scorches Consumers (Update3)*, Bloomberg.com, 8 mei 2009, (beschikbaar online via: http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=email_en&sid=aCGsB8hGkDIg)
- [2] BMU, *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008*, juni 2009 (beschikbaar online via: http://erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf)
- [3] BMU, *Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector and Amending Related Provisions – Renewable Energy Sources, Act – EEG 2009* (beschikbaar online via http://erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_en.pdf)
- [4] CBS, website, laats geraadpleegd september 2009 (beschikbaar online via <http://www.cbs.nl/nl-NL/menu/cijfers/statline/zelf-tabellen-maken/default.htm>)
- [5] Defaix, *The potential for solar electricity production in the EU-27*, Universiteit Utrecht en Ecofys, NWS-S-2009-12, 2009
- [6] De Jager, D., Rathmann, M., *Policy instrument design to reduce financing costs in renewable energy technology projects*, Ecofys in opdracht van IEA Implementing Agreement on Renewable Energy Technology Deployment (RETD), oktober 2008 (beschikbaar online via: http://www.iea-retd.org/files/RETD_PID0810_Main.pdf)
- [7] ECN, Menkveld, M. *et al*, *Energietechnologieën in relatie tot transitiebeleid. Factsheets*. ECN, Petten, ECN-C--04-020, 2004: (beschikbaar online via: http://www.vromraad.nl/Download/as045_Energietransitie_Energietechnologiedn%20in%20relatie%20tot%20transitiebeleid.pdf)
- [8] ECN, Noord, M. de, Beurskens, L.W.M. en Vries, H.J. de: *Potentials and costs for renewable electricity generation*. ECN-C--03-006, ECN, 2003 (beschikbaar online via: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03006.pdf>)
- [9] EPIA, *Photovoltaic Barometer 2009*, 2009 (beschikbaar online via: http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA_docs/publications/Ot her/Photovoltaic_Barometer_2009.pdf&t=1248449888&hash=f8f1ef773397a26ec4b650cda0f1dfcd)
- [10] Greenpeace, EREC, Institute for Sustainable Futures, *Working for the climate: Renewable energy and the green job revolution*, 2009
- [11] Harmsen, R., Harmelink, M., *Duurzame Warmte en Koude 2008-2020: potentiëlen, barrières en beleid*, Ecofys in opdracht van Ministerie van Economische Zaken, juli 2007.
- [12] IEA, *Trends in Photovoltaic applications, Survey report of selected IEA countries Between 1992 and 2008*, IEA-PVPS T1-18:2009, 2009 (beschikbaar online via: http://www.iea-pvps.org/products/download/rep1_18.pdf)

- [13] IEA, *Potential for building integrated photovoltaics*, IEA Report PVPS T7-4, 2001
(beschikbaar online via: http://www.iea-pvps.org/products/download/rep7_04.pdf)
- [14] Junginger, M. *et al*, *Renewable electricity in the Netherlands*, Energy Policy 32 p. 1053–1073, 2004
- [15] Ministerie van EZ, Reactie op motie 31239, nr. 66, ET/ED?9139033, 14 augustus 2009
- [16] Ministerie van EZ, Stand van zaken SDE 2009, Kenmerk ET/ED/9083467, 15 mei 2009
- [17] NWEA, website, laatst geraadpleegd september 2009 (beschikbaar online via <http://www.nwea.nl>)
- [18] Neij, L., *Cost development of future technologies for power generation - A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments*, Energy Policy, Volume 36, pp. 2200-2211, 2008
- [19] Van Dril, A.W.N, *Verkenning Schoon en Zuinig – Effecten op energiebesparing, hernieuwbare energie en uitstoot van broeikasgassen*, ECN/PBL, ECN-E—09-022, april 2009

Lijst met gebruikte afkortingen

| | |
|--------|-----------------------------------------------------------------|
| BMU | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit |
| CBS | Centraal Bureau voor de Statistiek |
| EBN | Energie Beheer Nederland |
| ECN | Energieonderzoek Centrum Nederland |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EPIA | European PhotoVoltaic Industry Association |
| GW | Giga Watt (miljard Watt) |
| GWh | Giga Wattuur (miljoen kWh) |
| IEA | International Energy Agency |
| kW | kilo Watt (duizend Watt) |
| kWh | kilo Watt uur (duizend Wattuur) |
| MEP | Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie |
| MW | Mega Watt (miljoen Watt) |
| MWh | Mega Wattuur (duizend kWh) |
| NWEA | Nederlandse Windenergie Associatie |
| PBL | Planbureau voor de Leefomgeving |
| SDE | Stimuleringsregeling Duurzame Energie |
| TWh | Tera Wattuur (miljard kWh) |
| zon-PV | Photovoltaïsche zonne-energie |