



Energy research Centre of the Netherlands

# **Feed-in-stimulering van hernieuwbare elektriciteit**

## **Vergelijking van drie Europese implementaties**

**S.M. Lensink (ECN)**

**X. van Tilburg (ECN)**

**M. Mozaffarian (ECN)**

**J.W. Cleijne (KEMA)**



ECN-E--07-030

September 2008

## Verantwoording

Dit rapport is door ECN en KEMA geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Dit rapport staat bij ECN geregistreerd onder projectnummer 7.7928.

De auteurs willen Jaap Jansen van ECN en Mark Beekes en Edward Pfeiffer van KEMA bedanken voor hun waardevolle bijdrage aan het rapport. Voor het verschaffen van informatie over het Spaanse systeem is dank verschuldigd aan Hugo Lucas Porta van IDAE in Spanje.

## Abstract

On request by the Dutch Ministry of Economic Affairs, this report compares the feed-in systems for renewable electricity in the Netherlands, Germany and Spain. It shows the main differences and similarities between these feed-in systems based on a fact-finding study. The report is not judgmental of the systems, but serves the quality of the SDE support scheme design by reflecting on the experiences in other countries that are considered effective in supporting renewable electricity.

Within the feed-in support tariff systems of Germany and Spain, the renewable electricity is not sold on the electricity market, but compensation is awarded for the electricity produced. An obligation exists for the electricity operator to accept produced renewable electricity on the grid and to pay for the compensation. The renewable electricity that is supported by the feed-in premium is sold on the electricity market, like in the Netherlands. Unlike the Netherlands, Spain and Germany do not have generic financial support for renewable electricity other than the feed-in tariff or feed-in premium. The financing of the feed-in payments occurs through the state budget in the Netherlands, whereas in Germany and Spain the consumers finance the feed-in payments. Consequently, the involvement of parliament in establishing budgets and support levels differs.

Although the similarities are plentiful, each country has experienced necessary adjustments to the support policy of renewable electricity. As flexibility of the support scheme stands opposite to stability of the support scheme, no silver bullet has been found for an effective and efficient policy to support renewable electricity.

## Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	7
2. Drie feed-in-systemen	8
2.1 Inleiding	8
2.2 Nederland	8
2.3 Duitsland	10
2.4 Spanje	12
2.5 Denemarken in het kort	14
2.6 Tariefbepaling	15
3. Ontwerpties	17
3.1 Premie of vast tarief	17
3.2 Categorieën	19
3.3 Stapsgewijs tarief	19
3.4 Duur van de vergoeding	22
3.5 Budgetmaximum	23
3.6 Degressieve tarieven	24
3.7 Aanvullende prikkels	25
4. Kosten en opbrengsten voor producenten	26
4.1 Inleiding	26
4.2 Kosten	26
4.3 Opbrengsten	28
5. Financiering en uitvoering van het beleid	31
5.1 Inleiding	31
5.2 Financiering van het beleid	31
5.3 Uitvoering	32
5.4 Rol van de overheid	33
6. Bevindingen	35
Referenties	37
Bijlage A Tarieven 2008	39

## Lijst van tabellen

Tabel 3.1	<i>Systeemeigenschappen</i>	17
Tabel 3.2	<i>Tarief voor AVI's (NL)</i>	22
Tabel 3.3	<i>Capaciteitsdoelen voor herziening tarieven (ES)</i>	24
Tabel 4.1	<i>Netaansluiting en programmaregeling</i>	27
Tabel 4.2	<i>Stimuleringsbeleid, direct en flankerend</i>	29
Tabel A.1	<i>Tariefstelling vast tarief 2008 per categorie (DE)</i>	40
Tabel A.2	<i>Tariefstelling 2008 per categorie vast tarief en premie(ES)</i>	41

## Lijst van figuren

Figuur 2.1	<i>Samenstelling van de hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2007 (NL)</i>	9
Figuur 2.2	<i>Samenstelling van de hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2007 (DE)</i>	10
Figuur 2.3	<i>Samenstelling van hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2007 (ES)</i>	12
Figuur 2.4	<i>Samenstelling van hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2006 (DK)</i>	14
Figuur 2.5	<i>Vaststelling van de subsidiertarieven (NL)</i>	16
Figuur 2.6	<i>Vaststelling van de subsidiertarieven (DE)</i>	16
Figuur 2.7	<i>Vaststelling van de subsidiertarieven (ES)</i>	16
Figuur 3.1	<i>Vergelijking van de premiehoogte voor wind op land in Spanje (2007) en Nederland (2008)</i>	18
Figuur 3.2	<i>Subsidiebehoefte en subsidietoekenning bij verschillende vollasturen (NL)</i>	20
Figuur 3.3	<i>Tariefverloop in de tijd (DE)</i>	21
Figuur 3.4	<i>Jaarlijkse opbrengst voor verschillende windlocaties (DE en NL)</i>	21
Figuur 3.5	<i>Subsidieduur als functie van het aantal vollasturen in de MEP-regeling (NL)</i>	23
Figuur 4.1	<i>Kosten van aansluiting en transmissie (NL)</i>	27
Figuur 4.2	<i>Kosten van aansluiting en transmissie (DE)</i>	27
Figuur 4.3	<i>Kosten van aansluiting en transmissie (ES)</i>	28
Figuur 4.4	<i>Flankerend stimuleringsbeleid (NL)</i>	29
Figuur 4.5	<i>Flankerend stimuleringsbeleid (DE)</i>	29
Figuur 4.6	<i>Flankerend stimuleringsbeleid (ES)</i>	30
Figuur 5.1	<i>Uitvoering van de MEP-subsidieregeling (NL)</i>	32
Figuur 5.2	<i>Uitvoering van de subsidieregeling (DE)</i>	32
Figuur 5.3	<i>Uitvoering van de subsidieregeling (ES)</i>	33

## Samenvatting

In 2008 is de SDE-regeling ter stimulering van duurzame energie van kracht geworden. Ten behoeve van de vormgeving van de SDE-regeling is in 2007 aan ECN gevraagd een vergelijkend onderzoek te verrichten naar stimuleringsystemen in andere landen. Het onderzoek richt zich op de overeenkomsten en verschillen tussen de Nederlandse, Duitse en Spaanse feed-in-systemen. Voor Spanje en Duitsland is gekozen, omdat vaak verondersteld wordt dat de Duitse en Spaanse systemen een grote effectiviteit in het stimuleren van duurzame elektriciteit hebben. Ook in Denemarken zijn in het verleden successen geboekt in het stimuleren van duurzame elektriciteit. Daarom zullen op enkele punten ook de beleidskeuzes in Denemarken worden aangehaald.

Dit rapport is niet oordelend over de keuzes voor stimuleringsbeleid van duurzame elektriciteit, het is vooral beschrijvend van karakter. Het beschrijven van de overeenkomsten en verschillen draagt bij aan het identificeren van keuzes in het vormgeven van het stimuleringsbeleid.

Het Nederlandse stimuleringsbeleid voor duurzame elektriciteit via de SDE-regeling, lijkt niet uit de pas te lopen met het Duitse en Spaanse stimuleringsbeleid. Er zijn veel overeenkomsten, maar er zijn ook enkele verschillen gevonden. De drie landen maken gebruik van een feed-in-systeem, waarbij een producent van duurzame elektriciteit een vergoeding krijgt voor de geleverde elektriciteit. Deze systemen kunnen onderverdeeld worden in feed-in-tariefsystemen, waarbij de producent de elektriciteit tegen een vast tarief verkoopt aan het netwerkbedrijf of de leverancier, en in feed-in-premiesystemen, waarbij de producent de elektriciteit zelf verkoopt op de markt en daarboven een extra premie ontvangt om de onrendabele top af te dekken. In Spanje kunnen producenten kiezen volgens wel systeem zij ondersteund wensen te worden. Duitsland heeft een feed-in-tariefsysteem, terwijl de SDE-regeling in Nederland een feed-in-premiesysteem is.

Bij de feed-in-tariefsystemen, zowel in Duitsland als in Spanje, wordt de hernieuwbare elektriciteit buiten de markt gehouden in de tariefstelling. Bij de onderzochte feed-in-premiesystemen wordt de elektriciteit op de markt verhandeld, waarbij de hoogte van de premie of vergoeding afhankelijk gemaakt is van de elektriciteitsprijs. Naast deze grote verschillen, zijn er ook diverse kleine verschillen zoals de rol van Garanties van Oorsprong. In Nederland worden de Garanties van Oorsprong, verstrekt door CertiQ, gebruikt als bewijs dat geproduceerde elektriciteit hernieuwbaar is en in aanmerking kan komen voor ondersteuning, terwijl de Garanties van Oorsprong die in Duitsland en Spanje worden verstrekt, uitvoeringstechnisch niet gebruikt worden binnen de feed-in-systemen.

Duitsland en Spanje kennen geen generiek aanvullende financiële stimulering voor hernieuwbare elektriciteit, terwijl Nederland naast de SDE-regeling ook een energie-investeringsaftrek kent en een fiscale stimulering via groenverklaringen. De vergoedingen die in Duitsland en Spanje worden versterkt aan de producenten van hernieuwbare elektriciteit worden betaald door de consumenten via de elektriciteitsrekening. In Nederland wordt de vergoeding betaald door de rijksoverheid. Dientengevolge loopt de financiering in Nederland via de rijksbegroting. Dit heeft grote gevolgen voor de politieke betrokkenheid bij en de invloed van het parlement op het vaststellen van de budgetplafonds en de hoogte van de vergoedingen.

De overeenkomsten tussen de systemen zijn ruim aanwezig. Ieder land heeft ook zijn eigen problemen gekend. In Nederland is de vergoeding voor nieuwe installaties herhaaldelijk op nul gezet - hier wordt wel naar gerefereerd als stop-gobeleid. In Duitsland diende de rol van de toe-

zichthouder duidelijk versterkt te worden, terwijl Spanje de koppeling tussen vergoeding en elektriciteitsprijs moest herzien.

Bij het ontwerpen van stimuleringsbeleid voor hernieuwbare elektriciteit dient een balans gevonden te worden tussen flexibiliteit en stabiliteit. Aangezien deze eigenschappen elkaars tegengestelde lijken te zijn, is er ook geen *silver bullet* gevonden om het stimuleringsbeleid zo efficiënt en effectief mogelijk vorm te geven.

## 1. Inleiding

Dit rapport brengt in kaart wat de verschillen en overeenkomsten zijn tussen de Nederlandse SDE-regeling en vergelijkbare feed-in-systemen voor hernieuwbare elektriciteit in Duitsland en Spanje. Naast aandacht voor de technische werking wordt gekeken naar de financiering en de uitvoering van het beleid bij de buitenlandse systemen.

De ondersteuning van elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen kan op verschillende manieren plaatsvinden. Vele landen in de EU hebben een vorm van innovatie- en investerings-subsidie voor duurzame energie, zij het dat deze niet altijd ook hernieuwbare elektriciteit ondersteunt. Daarnaast is er een productiesubsidie die primair gericht is op het stimuleren van productievolume. Het meest gebruikte systeem voor productiesubsidie is een zogenaamd *feed-in-systeem*, waarbij aan een producent een vergoeding wordt gegeven voor elke duurzaam opgewekte kilowattuur.

De belangrijkste politieke aandachtspunten van het stimuleringssysteem in Nederland in de afgelopen jaren, hebben betrekking op de verbetering van de efficiëntie en op budgetbeheersing<sup>1</sup>. Zoals in vrijwel alle landen met een feed-in-systeem, was het Nederlandse systeem, de MEP-regeling, een open-einderegeling. De MEP-regeling is in Nederland heeft tot zoveel aanvragen geleid dat de kans op grote budgetoverschrijdingen tot twee keer toe aanleiding is geweest om in te grijpen in de tariefstelling. In mei 2005 zijn de tarieven voor wind op zee en voor groot-schalige biomassa (bij- en meestook) tot nader order op nul gezet. In augustus 2006 zijn de overige tarieven voor nieuwe aanvragen (tijdelijk) op nul gezet, met de toezegging dat een nieuw kabinet zich in 2007 zal beraden op een vervolg op de regeling. In het regeerakkoord van februari 2007 is opgenomen dat er een nieuwe MEP-regeling komt, gericht op het versneld concurrerend maken van duurzame elektriciteitsopties en het bieden van een langetermijnzekerheid. In het kader van deze ambitie, het vernieuwen van de regeling, is een achtergrondstudie gedaan waarvan dit rapport het resultaat is. De voorlopige resultaten van die achtergrondstudie zijn in 2007 beschikbaar gesteld voor de identificatie van ontwerpopties.

Dit onderzoek richt zich op de inventarisatie van de feed-in-regelingen in Duitsland en Spanje voor alle hernieuwbare-elektriciteitsopties. De focus ligt op het in kaart brengen van de werking van de systemen en het identificeren van ontwerpkeuzes die ook in de Nederlandse context gemaakt zouden kunnen worden. Naast de werking van de systemen wordt ook de financiering en de uitvoering bekeken. Groot-schalige biomassa verdient speciale aandacht, omdat in Nederland een groot deel van het realiseerbare potentieel voor hernieuwbare energie is gebaseerd op (import van) biomassa<sup>2</sup>. Onderzoek naar de effectiviteit of efficiëntie van feed-in-systemen ligt buiten de reikwijdte van dit onderzoek.

Hoofdstuk 2 geeft een beschrijving van de regelingen in Nederland (NL), Duitsland (DE) en Spanje (ES). Ook de regeling in Denemarken (DK) wordt op onderdelen aangehaald. In Hoofdstuk 3 worden de belangrijkste ontwerpopties benoemd. Hoofdstuk 4 gaat in op de kosten en opbrengsten van productie en levering, en de manier waarop deze in de drie landen zijn verdeeld tussen de stakeholders. Hoofdstuk 5 gaat in op de financiering en de uitvoering van het beleid. Hoofdstuk 6 sluit af met de bevindingen van het onderzoek.

---

<sup>1</sup> Zie kamerstukken 30305.

<sup>2</sup> Zie (Daniels en Farla, 2006) en (Van Tilburg, 2007) voor een bespreking van realiseerbare potentiëlen in Nederland.

## 2. Drie feed-in-systemen

### 2.1 Inleiding

Op hoofdlijnen kunnen stimuleringsystemen in drie groepen ingedeeld worden. Enerzijds zijn er op hoeveelheid gebaseerde systemen. In deze systemen kan een producent of leverancier verplicht worden een deel van zijn geproduceerde of verhandelde elektriciteit uit hernieuwbare bronnen te laten bestaan. Van deze *quotasystemen* wordt onder andere gebruik gemaakt in het Verenigd Koninkrijk en België. Anderzijds zijn er op prijs gebaseerde systemen, met als onderverdeling een feed-in-premiesysteem en een feed-in-tariefsysteem (Menanteau, 2002). Directe subsidies zijn effectief gebleken in het realiseren van hernieuwbare elektriciteitsproductie. Ondanks de ervaring die is opgedaan met feed-in-regelingen in diverse EU-lidstaten, is in de Europese Unie is geen convergentie waarneembaar naar één optimale implementatie (EC, 2008). Er is ook geen duidelijk winnaar in termen van efficiëntie en effectiviteit. Wel is er langer ervaring opgedaan met feed-in-systemen, en de meest stabiele systemen zijn wellicht daardoor ook feed-in-systemen. Nederland heeft met de keuze voor de MEP-regeling gekozen voor een feed-in-systeem. Elk land heeft zijn eigen ontwerpkeuzes gemaakt en systeemveranderingen zijn gebaseerd op lokale (politieke) omstandigheden. Voor een recent overzicht van verschillende feed-in-implementaties in Europa, zie (Klein et al., 2007)<sup>3</sup>.

In dit rapport wordt ‘feed-in-systeem’ gebruikt als algemene term voor een systeem van productievergoeding, en ‘feed-in-tarief’ gebruikt als algemene term voor de hoogte van de subsidie. Om onderscheid te maken tussen de twee specifieke benaderingen wordt ‘premie’ gebruikt voor het tarief dat een aanvulling vormt op de stroomprijs en ‘vast tarief’ voor het tarief dat de volledige levering vergoedt.

In dit hoofdstuk wordt eerst de stand van zaken gepresenteerd in Nederland, Duitsland en Spanje. Per land wordt achtereenvolgens ingegaan op de context van het stimuleringsbeleid en de geschiedenis van de stimuleringsregeling. Vervolgens wordt een beschrijving van het systeem gegeven, en wordt ingegaan op recente beleidsontwikkelingen. Ook wordt nader stilgestaan bij de wijze waarop landen biomassameestook in centrales ondersteunen, en hernieuwbare elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties. Aanvullend wordt het premiemechanisme in Denemarken kort toegelicht. Ten slotte wordt voor elk van de landen besproken op welke wijze de tariefstelling tot stand komt.

### 2.2 Nederland

#### *Context stimuleringsbeleid*

De MEP-regeling is in Nederland in het verleden effectief geweest in het stimuleren van hernieuwbare elektriciteit, voornamelijk via windenergieprojecten en grootschalige meestook van biomassa. Het vermogen voor wind op land is in 2007 toegenomen tot meer dan 1600 MW<sup>4</sup> (WSH, 2008). Het eerste commerciële offshore windpark is eind 2006 in gebruik genomen<sup>5</sup> en het tweede<sup>6</sup> is halverwege 2008 gereed gekomen.

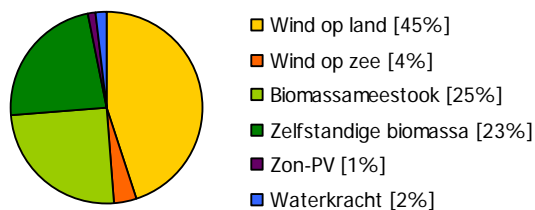
<sup>3</sup> Op <http://www.res-legal.eu> is een actueel overzicht te vinden.

<sup>4</sup> Exclusief ruim 100 MW wind op zee.

<sup>5</sup> Het Offshore Windpark Egmond aan Zee (OWEZ), voorheen NSW, van 108 MW.

<sup>6</sup> Het Prinses Amaliawindpark, voorheen Q7, van 120 MW bij IJmuiden.





Figuur 2.1 *Samenstelling van de hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2007 (NL)*

Noot: Voorlopige cijfers voor 2007. Biomassa zelfstandig en zonPV op basis van productiecijfers uit 2006.

De nationale EU-doelstelling voor 2010 wordt met 9% waarschijnlijk gehaald, maar de inzet van biomassa in gas- en kolencentrales is hierbij van doorslaggevend belang. Begin 2007 heeft de regering in haar coalitieakkoord aangegeven voor 2020 een ambitieus groeipad na te streven, met 20% hernieuwbare energie, 30% CO<sub>2</sub>-emissiereductie en energiebesparing van 2% per jaar.

De focus tot 2020 zal liggen op (geïmporteerde) biomassa en wind, omdat daar voor Nederland op middellange termijn voldoende potentieel beschikbaar is. Voor biomassa is de uitdaging technologieontwikkeling in algemene zin te bevorderen. Voor wind op land en vooral voor wind op zee is het zaak voor de overheid om de leereffecten juist zo te bevorderen dat de kostendaling uit maatschappelijk oogpunt optimaal verloopt (Verrips *et al.*, 2005).

### *Geschiedenis*

Het huidige feed-in-systeem, de SDE (Stimulering Duurzame Energieproductie), is de opvolger van de in 2006 inactief gezette regeling MEP (Milieukwaliteit ElektriciteitsProductie) die in 2003 geïntroduceerd was als opvolger van de vraaggeoriënteerde regelingen REB 36i en REB 36o. De uitgangspunten van zowel de SDE als de MEP zijn het compenseren van de onrendabele top en het bieden van langetermijnzekerheid aan investeerders. Het doel van de MEP-regeling was het halen van de EU-doelstelling voor Nederland van 9% in 2010, en de SDE-regeling dient belangrijk bij te dragen aan de nationale 20%-doelstelling in 2020. De SDE-regeling werkt in de context van de Elektriciteitswet 1998.

De geschiedenis van het stimuleringsbeleid laat een verfijning van het beleid zien in een zich sterk ontwikkelende markt voor duurzame elektriciteit. Zo is de MEP-regeling in 2005, na een tussenevaluatie een jaar eerder (Ministerie van Economische Zaken, 2004), aangepast voor de opties wind op zee en grootschalige biomassameestook. In 2006 is een wetswijziging doorgevoerd die mede beoogde de beheersbaarheid van de regeling te vergroten. Na het vaststellen van de MEP-tarieven in augustus 2006 op 0 ct/kWh (ofwel het deactiveren van de regeling), is besloten in te zetten op een nieuw, verbeterd stimuleringsstelsel. Dit nieuwe systeem, vastgelegd in het Besluit SDE, is in april 2008 van kracht geworden. Omdat het op nul zetten van de MEP-subsidie voor nieuwe aanvragen de vergevorderde investeringsplannen in met name vergistingsinstallaties van voornamelijk kleine agrarische ondernemers doorkruiste (Staatscourant, 2006), werden in de tussentijd mestcovergisters nog wel gesubsidieerd via een overgangsregeling, qua werking vergelijkbaar met de MEP-regeling.

### *Systeembeschrijving*

Het algemene ontwerp van de SDE-regeling is vastgelegd in het Besluit SDE, een Algemene Maatregel van Bestuur. De invulling van het specifieke instrument, zoals de categorie-indeling en de getalsmatige invulling, en de uitvoeringstechnische zaken zijn vastgelegd in drie Ministeriële Regelingen.

De SDE-systematiek wordt gekarakteriseerd door de volgende eigenschappen. Een *feed-in-premie* wordt betaald voor elke door hernieuwbare bronnen geproduceerde kWh. De premie is categoriespecifiek en flexibel. De hoogte van de premie is bepaald op basis van de geraamde productiekosten. De premie die wordt uitgekeerd dient het verschil in kosten van hernieuwbare

productie ten opzichte van de gemiddelde groothandelselektriciteitsprijs te dekken gedurende de looptijd van het project. Het totaal van premie en elektriciteitsprijs is vast voor de tijd waarover het project recht heeft op SDE (in de huidige regeling voor 12 of 15 jaar). Indien de elektriciteitsprijs stijgt, daalt de uit te keren premie. Er wordt geen vergoeding gegeven voor de elektriciteit, maar alleen voor de extra kosten van duurzame opwekking. Het SDE-systeem is (zoals de meeste feed-in-systemen) bedoeld voor stimulering van productievolume, waarbij het SDE-systeem meer innovatie beoogt te stimuleren dan de MEP-regeling deed. Pilots en demonstratieprojecten worden niet ondersteund door de SDE.

Producenten van duurzame elektriciteit dienen zelf verkoopcontracten te sluiten op de elektriciteitsmarkt. Er is geen verplichting voor netwerkbeheerders om deze elektriciteit af te nemen. Om voor fluctuaties in het windaanbod te kunnen compenseren, wordt voor wind op land de premie uitgekeerd over 2200 denkbeeldige vollasturen, zolang men ten minste 1760 werkelijke vollasturen per jaar produceert. Meer dan 2200 vollasturen komen niet voor premie-uitkering in aanmerking. Zie Bijlage A.1 voor de tarieven per april 2008.

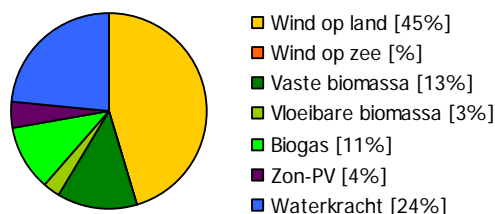
### *Recente ontwikkelingen*

De SDE-regeling zal ook in de komende tijd nog enige wijzigingen ondergaan. Zo is de wens geuit om meer geld beschikbaar te stellen voor de regeling en om meer opties in aanmerking te laten komen voor subsidie (deels door het openstellen van een categorie voor benutting van bijvoorbeeld reststromen uit de voedingsmiddelenindustrie en deels door het instellen van hogere tarieven voor bepaalde opties voor elektriciteitsproductie uit kleinschalige biomassa-installaties). Er wordt gestudeerd op de wijze waarop grootschalige biomassameestook en wind op zee het best ondersteund kunnen worden. Tevens blijft de zorg bestaan over het duurzaamheid van te gebruiken biomassa, hetgeen zijn werklank heeft op de SDE-regeling, nu en - naar mag worden aangenomen - in de toekomst.

## 2.3 Duitsland

### *Context stimuleringsbeleid*

In Duitsland is het aandeel hernieuwbare elektriciteit opgelopen tot ruim 10% van de binnenlandse consumptie. Het is de verwachting dat de EU-doelstelling voor Duitsland van 12,5% in 2010 gehaald wordt en men heeft zich ten doel gesteld om in 2020 circa 25% tot 30% van de elektriciteitsconsumptie te kunnen halen uit hernieuwbare energie. De huidige mix (2007) bestaat voor ongeveer 24% uit waterkracht, 45% uit windenergie en 31% uit biomassa en zonPV-projecten, samen goed voor een productie van circa 87 TWh per jaar (Böhme, 2008). De Duitse windsector is de grootste ter wereld, met ruim 22 GW geïnstalleerd vermogen eind 2007. Dit komt overeen met 30% van het wereldwijd opgesteld vermogen.



Figuur 2.2 *Samenstelling van de hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2007 (DE)*

Duitsland verwacht veel van de hernieuwbare-energie-industrie. Naast vermindering van broeikasgasuitstoot, toename van voorzieningszekerheid en verduurzaming, is werkgelegenheid een van de belangrijke drijfveren van het beleid. Het werkgelegenheidseffect van het duurzame-energiebeleid in Duitsland wordt geschat op 236.000 banen in 2006 (Kratz, 2007). In 2007

was de jaaromzet van de aan hernieuwbare energie gerelateerde industrie al 24,6 miljard euro en naar verwachting zal het doorgroeien tot 25-30 miljard euro in 2020.

Voor wind op land is het grootste deel van het potentieel van nieuwe locaties wel benut, maar er wordt algemeen vanuit gegaan dat nog circa 10 GW extra potentieel beschikbaar is op nieuwe locaties. Daarnaast kunnen windmolens op bestaande locaties vervangen worden door grotere. Ook door het opwaarderen van windmolens is een substantiële vermogenstoename te halen op bestaande locaties. In totaal wordt geschat dat het windvermogen kan toenemen tot 40 GW, mogelijk in 2020. Het ambitieniveau voor zonPV is met 10 GW in 2020 hoog te noemen, zeker gezien de verwachting dat de kosten per kilowattuur in de nabije toekomst nog een veelvoud zullen zijn van andere duurzame opties.

### *Geschiedenis*

Sinds 1991 bestaat in Duitsland een feed-in-subsidieregime. De eerste wet waarin de ondersteuning is vastgelegd, de Stromeinspeisungsgesetz (StrEG), verplichtte netbeheerders om hernieuwbare elektriciteit in te kopen tegen een vastgesteld tarief, tot een aandeel van 5%. Wind en zonPV kregen een vaste vergoeding ter grootte van 90% van de gemiddelde 'retailprijs' voor belasting (de retailprijs is de prijs die leveranciers bij consumenten in rekening brengen). In 2000 kwam dit neer op ongeveer 8,2 ct/kWh. Onder de StrEG-regeling zijn in Noord-Duitsland de eerste windprojecten gerealiseerd (Büschel, 2006).

Hoewel aanvankelijk nog weinig verschil was in opgesteld vermogen tussen Noord- en Zuid-Duitsland, zag men aankomen dat in het noorden meer wind geplaatst zou worden, met als gevolg een ongelijke lastenverdeling over de vier Duitse regionale distributiebedrijven (IEA, 2004). Met de introductie van de 'Erneuerbare-Energien-Gesetz' (EEG) in 2000 is op deze verdelingskwestie geanticipeerd: op basis van een balansmechanisme moeten de 'lasten' van hernieuwbare energie jaarlijks gelijkmatig verdeeld worden over de vier netbeheerders, zowel in termen van uitgekeerde tarieven als in termen van programma(on)balans. In respectievelijk 2004 en 2006 is de EEG op punten aangepast en verfijnd. (Ragwitz en Huber, 2004; Büschel, 2006). In juni 2008 is een laatste wijziging doorgevoerd die ingaat per 1 januari 2009.

### *Systeembeschrijving*

Onder de vigerende EEG krijgen producenten een vastgesteld tarief voor de levering van elektriciteit aan het distributiebedrijf. De dichtstbijzijnde netbeheerder is verplicht de stroom tegen dit tarief af te nemen. Omdat het afnametarief vaststaat, lopen Duitse producenten van hernieuwbare elektriciteit geen risico met betrekking tot de stroomprijs. De tarieven gelden voor een periode van maximaal 20 jaar en de tariefstelling is degressief. Als gevolg van deze degressie zijn tarieven voor nieuwe projecten elk jaar standaard 1,0% tot 6,5% lager dan het jaar ervoor. Hiermee beoogt de overheid producenten te dwingen snel te investeren en kosten te verlagen: hoe eerder een project start, des te hoger het tarief is.

Tarieven in 2008 variëren van 3,5 ct/kWh voor grootschalige waterkracht tot 51,8 ct/kWh voor kleinschalige geïntegreerde zonPV-systemen (zie Tabel A.2). Omdat kosten voor windprojecten sterk variëren met de locatie is het windtarief gebaseerd op projectspecifieke parameters.

### *Recente ontwikkelingen*

Een belangrijk argument in Duitsland voor keuzes in de stimulering van specifieke technologieën is de werkgelegenheid die er mee wordt gecreëerd. Waar de windprojecten vooral in de noordelijke deelstaten werden gerealiseerd, is het de verwachting dat de meest zonprojecten in de zuidelijke deelstaten komen. Dit kan tot spanning leiden, omdat de lasten van de hernieuwbare energie landelijk worden gedragen en de werkgelegenheidsbaten regio-gebonden zijn. De eerder genoemde ambitie op het gebied van zonPV is goed voor 6% van de duurzame elektriciteit tegen 30% van de kosten.

### *Biomassa in centrales en AVI's*

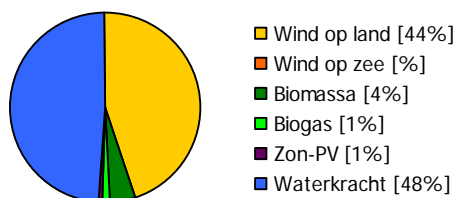
Bij- en meestook van biomassa in centrales valt in Duitsland niet onder het feed-in-systeem. Om in aanmerking te komen voor EEG moeten biomassa-installaties voor 100% op biomassa draaien. Bovendien kent de EEG een vermogensgrens voor biomassa-opties van 20 MW. Als er biomassa wordt meegestookt, dan gebeurt dat enkel vanwege het emissiehandelssysteem, EU-ETS, en de lage prijs van afvalstromen. Emissiehandel wordt in Duitsland geacht het geëigende instrument te zijn voor inzet in centrales. Bij emissiehandel wordt echter alleen gekeken naar emissiereductie en niet naar voorzieningszekerheid of verduurzaming van het productiepark.

Het biogene aandeel uit huishoudelijk afval wordt wel als hernieuwbare energie gezien, maar komt niet voor subsidie in aanmerking. Biomassa wordt niet in de EEG maar in de biomassa-verordening van het ministerie van BMU gedefinieerd, waar ongescheiden (huis)afval wordt uitgesloten. Uitsluiting vindt plaats op grond van een exclusiviteitsbeginsel dat zegt dat enkel installaties die volledig op duurzame energie draaien voor feed-in-vergoeding in aanmerking komen. AVI's vallen in Duitsland dus niet onder het feed-in-systeem, maar vanwege de lage (soms negatieve) prijs van de afval kan het toch aantrekkelijk zijn om afval te verbranden voor elektriciteitsopwekking. In 2006 produceerden de AVI's in Duitsland ca. 4 TWh aan hernieuwbare elektriciteit (Böhme *et al*, 2007).

## 2.4 Spanje

### *Context*

Het aandeel duurzame elektriciteit in Spanje varieerde de afgelopen jaren sterk tussen 12,8% en 23,5%, met een aandeel van circa 23% in 2007 (Eurostat, 2007; Ministerio de industria, turismo y comercio, 2007). Deze schommelingen worden niet veroorzaakt door wijzigingen in het stimuleringsstelsel, of door externe economische effecten, maar door klimatologische effecten (droogtes), waardoor het aanbod van elektriciteit uit waterkracht sterk kan schommelen. De nationale EU-doelstelling voor Spanje komt neer op 29,4% in 2010.



Figuur 2.3 *Samenstelling van hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2007 (ES)*<sup>7</sup>

In 2007 bestond de mix voor circa 46% uit waterkracht, 41% uit windenergie en ongeveer 13% uit biomassa. Het aandeel zonPV kent een bescheiden<sup>8</sup> groeiambitie naar 400 MW<sub>p</sub> in 2010 (Klein *et al.*, 2007), maar groeit relatief snel. Eind 2007 was er al meer dan 500 MW<sub>p</sub> opgesteld. Met meer dan 15 GW opgesteld windvermogen eind 2007 is Spanje de op een na grootste producent van windenergie in Europa, na Duitsland (EWEA, 2007). In de windsector ziet Spanje relatief grote uitbreidingsmogelijkheden, tot 20 GW opgesteld vermogen op land in 2020.

De twee hoofdrijfveren achter het Spaanse hernieuwbare-energiebeleid zijn afname van broeikasgasemissies en het halen van de nationale EU-doelstelling enerzijds en het terugdringen van de externe afhankelijkheid van primaire energie (>80%) anderzijds. Daarnaast wordt in het Hernieuwbare Energieplan voor 2005-2010 ook specifiek ingegaan op de werkgelegenheidseffecten (95.000 arbeidsplaatsen) (Lucas *et al.*, 2006)

<sup>7</sup> Persoonlijke communicatie, Hugo Lucas Porta, 2008.

<sup>8</sup> Vergelijk met het 10 GW<sub>p</sub> ambitieniveau voor 2020 in Duitsland.

### *Geschiedenis*

Spanje heeft sinds 1980 een stimuleringsstelsel voor hernieuwbare elektriciteit (wet 82/1980). Er wordt onderscheid gemaakt tussen elektriciteitsopwekking onder de ‘normale regeling’ en onder de ‘speciale regeling’. Onder de speciale regeling, de basis voor het stimuleringsbeleid, vallen alle installaties voor warmtekrachtkoppeling (WKK), hernieuwbare energie en energie op basis van afvalstromen. Het huidige stimuleringsstelsel is gebaseerd op de Spaanse elektriciteitswet uit 1997 (wet 54/1997), waarin *priority access* voor hernieuwbare elektriciteit werd geïntroduceerd. In 1998 (koninklijk besluit 2818/1998) is hierin opgenomen dat een producent van hernieuwbare elektriciteit een premie bovenop de marktprijs kan ontvangen. Het koninklijke besluit 2818/1998 is vervangen door het koninklijke besluit 436/2004 uit 2004, waarin de producenten van hernieuwbare elektriciteit de mogelijkheid wordt geboden om jaarlijks te kiezen tussen een premie bovenop de marktprijs, zoals in Nederland, of een vast tarief, zoals in Duitsland. In de eerste jaren koos iedere producent voor het vaste tarief. De opties, zowel de premie als het tarief, waren tot medio 2007 gekoppeld aan de referentieprijs voor elektriciteit, het *tarifa eléctrica media*, ofwel *average electricity tariff* (AET). De AET is een maat voor de kosten die nodig zijn om elektriciteit aan consumenten te leveren (koninklijk besluit 1432/2002). Door de stijgende elektriciteitsprijs in recente jaren, zijn de opbrengsten voor producenten gestegen, zonder dat daar een stijging in de productiekosten tegenover hoefde te staan. De oplopende kosten van het stelsel en de veronderstelde *windfall profits* (Held *et al.*, 2007) hebben geleid tot de laatste aanpassing op de regeling in koninklijk besluit 661/2007.

### *Systeembeschrijving*

Producenten kunnen, voor een periode van ten minste een jaar, kiezen voor een premie en het zelf verhandelen van de elektriciteit, of een vast tarief. Sinds 2007 zijn de premies en vaste tarieven losgekoppeld van de referentieprijs voor elektriciteit. Sindsdien is een *cap* en *floor* ingesteld bij de premie, waarbij de *floor* het minimumniveau is van premie plus elektriciteitsprijs, en de *cap* de maximale elektriciteitsprijs tot waar een premie nog uitgekeerd wordt, zie paragraaf 3.1 voor een nadere beschrijving. De uit te keren premie wordt op uurbasis berekend. In Spanje zijn veel voorzieningen in de regeling opgenomen, die betrekking hebben op de afstemming van aanbod op vraag. Niet alleen zijn er bepalingen voor installaties groter dan 10 MW die verplichten een verwachting te maken van de in te voeren elektriciteit, maar er zijn ook boetebedragen opgenomen bij significante afwijking van de verwachting. Voor producenten die voor een premie kiezen, gelden de boetebedragen die ook voor fossiele energiecentrales van kracht zijn. Voor de producenten die voor een tarief gekozen, zijn afzonderlijke boetehoogtes bepaald als percentage van de referentie elektriciteitsprijs.

Andere verfijningen die het Spaanse stelsel in 2007 doorgevoerd zag worden, betroffen een (gecompenseerde) terugschakeling van productie bij lage vraag, een koppeling aan een productiecontrolecentrum voor installaties groter dan 10 MW, hogere en meer gediversifieerde tarieven voor biomassa en de toevoeging van repowering van windmolens en meestook van biomassa-reststromen in grote centrales als te subsidiëren categorieën.

### *Recente ontwikkelingen<sup>9</sup>*

Het Hernieuwbare Energieplan 2005-2010 wordt naar verwachting te zijner tijd vervangen door een opvolger. Geformuleerde doelstellingen, zoals 400 MW<sub>p</sub> aan opgesteld zonPV-vermogen, zijn in lijn met het plan voor 2005-2010. Vanaf september 2008 komen nieuwe zonPV-installaties in Spanje niet meer in aanmerking voor ondersteuning via het feed-in-systeem, omdat het huidige opgestelde vermogen (504 MW<sub>p</sub> eind 2007) meer is dan de doelstelling voor 2020. Om nieuwe zonPV-installaties weer voor ondersteuning in aanmerking te laten komen, dient een nieuwe doelstelling geformuleerd te worden. Deze nieuwe doelstelling zal in lijn moeten zijn met het nieuwe Hernieuwbare Energieplan 2011-2020. Dit plan bestaat echter nog niet, en onderzocht wordt op welke wijze zonPV toch ondersteund kan blijven na september 2008.

<sup>9</sup> Op basis van een mondelinge mededeling van Hugo Locas Porta, 2008.

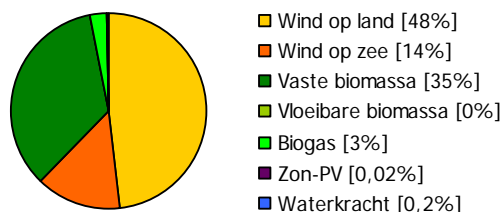
### *Biomassa in centrales en AVI's*

De bij- en meestook van biomassa valt sinds 2007 onder het stimuleringsstelsel. Voorheen gold de bepaling dat minimaal 70% van de primaire energie uit biomassa moet bestaan. Nu zijn alle biomassareststromen toegestaan. AVI's worden sinds koninklijk besluit 2818/1998 gestimuleerd in het systeem: in 2006 was het opgesteld AVI-vermogen ruim 440 MW (REE, 2006).

## 2.5 Denemarken in het kort

Denemarken heeft een feed-in-regeling op basis van een premie. Het uitgangspunt is dat de premie afhankelijk is van de elektriciteitsprijs op de spotmarkt, en samen met deze spotprijs een vaste vergoeding vormt. Voor de kleinere installaties verkoopt de netbeheerder de geleverde stroom op de spotmarkt en vult de ontvangen prijs aan met een premie. In de overige gevallen is de producent zelf verantwoordelijk voor het verkopen van de stroom op de markt. In feite is de premie zo vormgegeven is dat het een vast tarief is, enigszins vergelijkbaar met de SDE-regeling in Nederland en de premieregeling in Spanje. Evenals in Duitsland wordt onderscheid gemaakt tussen een hoogtarief (20 jaar) en een laagtarief (10 jaar).

Denemarken maakt onderscheid tussen private producenten en energiebedrijven. Omdat de energiebedrijven al veelvuldig handelen in elektriciteit, dragen zij ook zelf de verantwoordelijkheid voor verkoop van elektriciteit, waar de netwerkbeheerder het soms overneemt van private producenten. Private producenten van windenergie moeten ook een bedrag betalen voor onbalanskosten. Energiebedrijven moeten zelf de elektriciteit verkopen tegen een marktprijs waarop de onbalanskosten al in mindering worden gebruikt. Een extra afdracht voor onbalanskosten via de feed-in-regeling zou echter een dubbele kostenpost betekenen, mede waardoor er is gekozen voor verschillende tarieven tussen private producenten en energiebedrijven.



Figuur 2.4 *Samenstelling van hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2006 (DK)*

Denemarken heeft ervaring met het uitschrijven van tenders voor offshore windparken, en de *repowering*, of vernieuwing, van kleine windturbines. Voor kleine windturbines tot 150 kW bij ontmanteling tussen 1999 en 2003, en kleiner dan 450 kW bij ontmanteling tussen 2004 en 2009, wordt een ontmantelingscertificaat gegeven. Het totaal aan in omloop zijnde ontmantelingscertificaten mag overeenkomen met ten hoogste ca. 200 MW. Een nieuwe windturbine krijgt bij overleggen van een ontmantelingscertificaat een extra premie van 1,5 à 2 ct/kWh voor ten hoogste 12000 vollasturen.

Sinds 1993 is er een biomassaconvenant tussen de overheid en de grote energiebedrijven Elsam en Energy E2. De energiebedrijven zijn verplicht 1,4 miljoen ton biomassa mee te stoken, waar een premie tegenover staat (Montgomery *et al.*, 2006). Gesteund door een uitgebreid onderzoeksprogramma, is veel ervaring opgedaan met de productieketen en het gebruik van stro en houtsnippers.

## 2.6 Tariefbepaling

Ondersteuning voor duurzame elektriciteit kan verschillende grondslagen hebben. Feed-in-premies of -tarieven grijpen aan op de hoeveelheid ingevoede elektriciteit. In alle onderzochte gevallen zijn deze dan ook gekoppeld aan productievolume, uitgedrukt in kilowattuur.

De productiekosten zoals die door de producent gemaakt worden, zijn de basis voor de berekening van de vergoeding. In de MEP-regeling werd gesproken over onrendabele toppen, maar ook daar lag een berekening van productiekosten onder. Eventueel kunnen extra kosten meegenomen worden die te maken hebben met externaliteiten buiten de invloedssfeer van de producent, te denken valt aan maatschappelijke kosten<sup>10</sup>.

### *Timing*

Een van de sterke kanten van de feed-in-subsidie is dat het investeerders langdurige zekerheid biedt. Er is altijd een vertraging tussen het nemen van de investeringsbeslissing en het daadwerkelijk starten van de productie. Uit het oogpunt van de ondernemer is het daarom wenselijk dat het subsidietarief bekend is en vaststaat op het moment dat de investeringsbeslissing wordt genomen.

In Nederland en Spanje worden de premietarieven jaarlijks voor twee jaar vooruit bepaald. Voor de vaste tarieven wordt in Spanje, zoals in Duitsland, eens in de vier jaar gekeken naar de nieuwe tarieven. In Duitsland is de herziening van 2004 direct na de bekendmaking van het nieuwe tarieven van kracht geworden. Hoewel de wet wel een overgangsregime kent voor enkele opties, is voor de wet in zijn geheel geen overgangstermijn gedefinieerd. De herziening van 2008 gaat per 1 januari 2009 in.

Een herziening kan in Spanje ook tussentijds worden gedaan per optie indien de vastgestelde capaciteitsdoelen zijn gehaald (zie ook Sectie 3.5). De nieuwe tarieven en premies gaan in Spanje in per 1 januari van het tweede jaar na herziening. Investeerders hebben dus de zekerheid dat de tarieven en premies minimaal een jaar van tevoren vast worden gesteld.

### *Actoren*

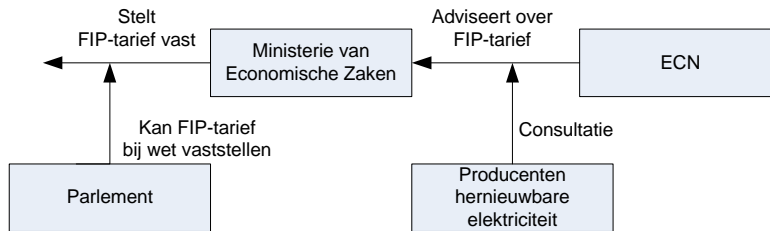
In de onderzochte landen wordt het betrokken ministerie door een onderzoekinstelling geadviseerd over de tariefstelling. Uiteindelijk heeft het ministerie een bepalende rol, het parlement kan de tarieven nog afkeuren. De betrokkenheid van externe stakeholders verschilt per land.

In Nederland brengen ECN en KEMA gezamenlijk een conceptadvies uit aan het Ministerie van Economische Zaken over de productiekosten<sup>11</sup>, de basis voor de subsidietarieven. In dit conceptadvies worden inschattingen gepresenteerd over de technisch-economische parameters die de productiekosten bepalen van verschillende opties. Het conceptadvies is openbaar en in een consultatieronde wordt aan stakeholders gevraagd om te reageren op het advies. Op basis van de bevindingen in de consultatieronde wordt door ECN en KEMA een eindadvies uitgebracht over de hoogte van de basisbedragen. Het is vervolgens aan het Ministerie van Economische Zaken om een wijziging van subsidietarieven voor te stellen. De rolverdeling tussen het Ministerie van Economische Zaken en het parlement wordt naar verwachting nog nader aangepast, als gevolg van parlementaire discussies in het voorjaar van 2008.

---

<sup>10</sup> Zie de website <http://externe.jrc.es> voor nader onderzoek naar externaliteiten.

<sup>11</sup> Meer specifiek wordt er over de in de SDE-regeling gedefinieerde basisbedragen geadviseerd.



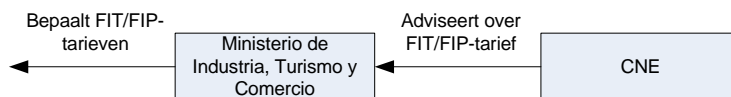
Figuur 2.5 Vaststelling van de subsidiertarieven (NL)

In Duitsland dient het milieuministerie (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU) iedere vier jaar een evaluatierapport op te stellen. Dit rapport wordt geschreven door een projectgroep, onder penvoering van het ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung), en in het rapport worden de kosten ingeschat voor nieuwe projecten in verschillende categorieën. In de Duitse EEG staat dat producenten verplicht zijn informatie af te dragen die relevant is voor de bepaling van de kosten. Stakeholders (marktpartijen) zijn hierdoor passief betrokken bij de bepaling van de tarieven. Het laatste rapport is eind 2007 verschenen (Staiß, 2007), waarna het parlement kan besluiten de tarieven te wijzigen. Vanuit de bondsregering is hiertoe een voorstel gedaan<sup>12</sup>. Net als in Nederland, kunnen belangenorganisaties in Duitsland ook in dit stadium nog extra gezichtspunten aanreiken via niet-officiële kanalen. Zo heeft het Duitse parlement in juni 2008 nog tot enige wijzigingen besloten op het regeeringsvoorstel.



Figuur 2.6 Vaststelling van de subsidiertarieven (DE)

Ook in Spanje wordt de vraag om tarieven te bepalen door het Ministerie (Ministerio de Industria Turismo y Comercio) uitbesteed aan een onderzoeksinstituting: CNE (Comisión Nacional de Energía). Tarieven worden niet langs het parlement geleid ter goedkeuring, maar komen via het ministerie in een zogenaamd 'koninklijk besluit'. CNE schrijft een advies over het feed-in-systeem, waaronder de tarieven. CNE maakt bij de adviestaak gebruik van een commissie met de belangrijkste stakeholders. De stakeholders worden op deze wijze betrokken bij het adviseren op het feed-in-systeem, zij het op afstand.



Figuur 2.7 Vaststelling van de subsidiertarieven (ES)

<sup>12</sup> Entwurf: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) is gepubliceerd op de website <http://www.erneuerbare-energien.de>



### 3. Ontwerpopties

In vrijwel alle landen die gebruik maken van feed-in-vergoedingen is het systeem in de loop van de tijd aangepast aan veranderende wensen en inzichten. Sommige aanpassingen hebben als doel de effectiviteit of de efficiëntie te vergroten en andere om negatieve bijeffecten van bestaande generieke regelingen te lijf te gaan. Deze aanpassingen kennen twee gezichten. Enerzijds kunnen de aanpassingen negatief onthaald worden, daar zij ervaren worden als stop-go-beleid. Anderzijds maakt de flexibiliteit van een feed-in-systeem de aanpassingen überhaupt mogelijk. In de ontwerpopties bestaat dan ook vaak een spanning tussen flexibiliteit en stabiliteit.

Tabel 3.1 geeft een overzicht van de systeemeigenschappen in de onderzochte landen, waarbij Spanje vanwege de keuzemogelijkheid twee maal voorkomt: eenmaal de premievariant (Spanje-FIP) en eenmaal de variant met een vast tarief (Spanje-FIT).

Tabel 3.1 *Systeemeigenschappen*

	Nederland	Duitsland	Spanje-FIP	Spanje-FIT
Vast tarief (FIT) of premie (FIP)	FIP	FIT	FIP	FIT
Categorieën techniek/brandstof	Ja	Ja	Ja	Ja
Categorieën installatiegrootte	Ja	Ja	Ja	Ja
Stapsgewijze tarieven	Ja	Ja	Ja	Ja
Locatieafhankelijk tarief voor wind	Ja	Ja	Nee	Nee
Subsidieduur (jaar)	12-15	20 <sup>13</sup>	levensduur installatie	levensduur installatie
Herzieningsfrequentie tarieven (jaar)	1	4	1	4
Herzieningsvertraging tarieven (jaar)	2	-	2	2
Budgetmaximum	Ja	Nee	Nee	Nee
Degressieve tarieven	Nee	Ja	Nee	Nee
Aanvullende prikkels binnen FIT/FIP	Nee	Ja	Nee	Nee
Biomassa bij- en meestook	Ja	Nee	Ja	Ja
Afvalverbrandingsinstallaties	Ja	Nee	Ja	Ja

In deze sectie wordt een aantal ontwerpopties besproken, te beginnen met de meest principiële keuze: geldt het tarief als premie bovenop de stroomprijs of als vast tarief voor de levering van elektriciteit.

#### 3.1 Premie of vast tarief

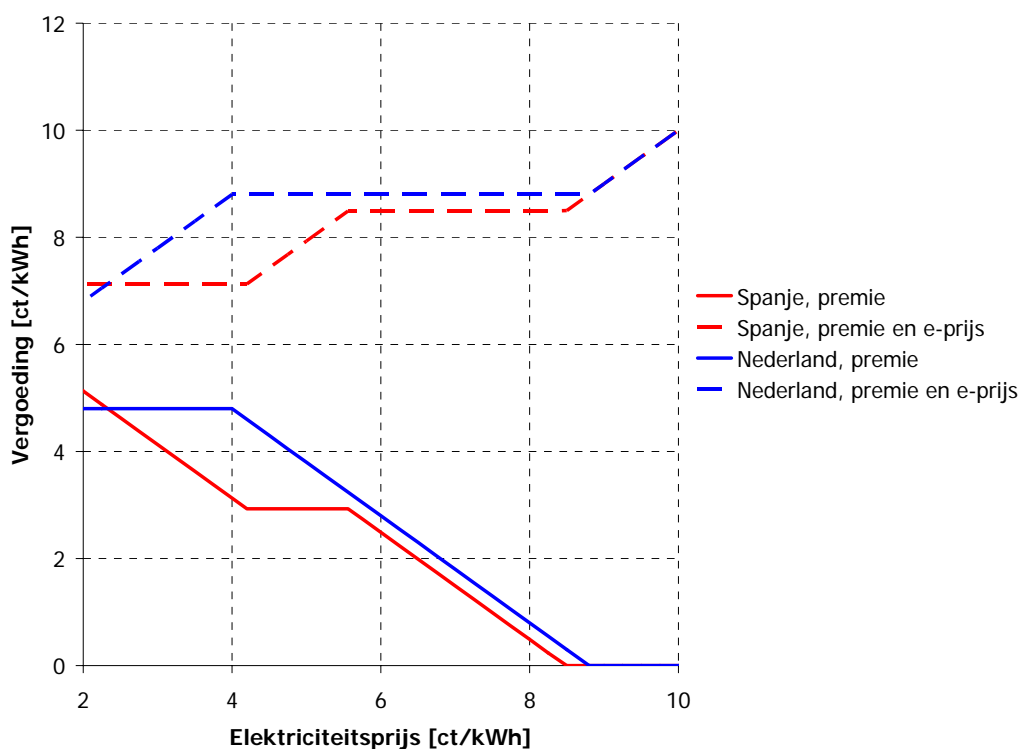
Een feed-in-subsidie kan worden toegekend als een vast tarief voor de levering van stroom, of als een premie bovenop de elektriciteitsprijs. Bij een vast tarief is de hoogte van de subsidie onafhankelijk van de elektriciteitsprijs en het uitgangspunt is dat de subsidie een vergoeding is voor de opwekkingskosten. Een premie is een bedrag bovenop de stroominkomsten dat nodig is om voldoende financieel rendement te garanderen.

Een vast tarief geeft meer zekerheid aan ondernemers, omdat onzekerheid in de opbrengst per geleverde kilowattuur weggenomen wordt. Het wil niet zeggen dat de projecten risicoloos geworden zijn, want er bestaat altijd uitvalrisico, de brandstofprijs kan variëren en in het geval van wind is er het risico dat de windopbrengst tegenvalt. De stabiliteit van de inkomsten (het vaste tarief) zorgt voor gunstige financieringsvoorwaarden, waarbij soms tot 100% van het benodigde

<sup>13</sup> Voor een enkele categorie ook wel 15 of 30 jaar.

kapitaal geleend kan worden. Bij een premie bovenop de elektriciteitsprijs schommelen de projectinkomsten meer, waardoor een hoger rendement wordt geëist en financieringsvoorwaarden minder gunstig zijn.

De keuze voor een premie of een vast tarief heeft geen invloed op de economische efficiëntie van het stimuleringsinstrument. Het is slechts een keuze voor toedeling van risico en rendement. Bij een premie draagt de ondernemer de consequenties van een variatie in de stroomprijs. Hoewel de hoogte van een vast tarief onafhankelijk is van de stroomprijs, neemt dit het risico van prijsvariaties niet altijd weg. Vaak is er een andere partij, zoals de TSO, de DSO of de leverancier die de tegen een vast tarief ingekochte stroom weer tegen de marktprijs moet verkopen. Alleen als de subsidies op grond van feed-in-tarieven omgeslagen worden over de consumenten, zoals in Duitsland, kan de hernieuwbare elektriciteit buiten de markt gehouden worden.



Figuur 3.1 *Vergelijking van de premiehoogte voor wind op land in Spanje (2007) en Nederland (2008)*

Bron: Lucas, 2008.

De premievariant wordt gezien als meer in lijn met de liberalisering van de elektriciteitsmarkt dan het vaste tarief, omdat er geen aangepaste prijs wordt gerekend voor duurzame elektriciteit ten opzichte van ‘grijze stroom’ (Klein, 2007). In Figuur 3.1 is te zien dat de premievariant verschillende uitvoeringsvarianten heeft. In Nederland wordt de totale vergoeding (premie plus elektriciteitsprijs) van 8,8 ct/kWh gegarandeerd als de elektriciteitsprijs maar ten minste 4 ct/kWh bedraagt. In Spanje bedraagt de totale vergoeding 7,13 ct/kWh bij een lage elektriciteitsprijs en 8,49 ct/kWh bij een hoge elektriciteitsprijs.

Een aantrekkelijk voordeel van een ondersteuning die de brandstof- of elektriciteitsprijs redelijk flexibel volgt, is dat de lastendruk door de stimulering afneemt naarmate de lastendruk door grijze stroom toeneemt en *vice versa*.

## 3.2 Categorieën

Er bestaan aanzienlijke verschillen in opwekkingskosten van hernieuwbare elektriciteit, zie bijv. de adviezen m.b.t. onrendabele toppen en basisbedragen (Van Tilburg *et al.*, 2006; Van Tilburg *et al.*, 2007). Om verschillende technologieën te stimuleren en toch recht te doen aan kostenvariatie, worden de feed-in-tarieven onderverdeeld in categorieën op basis van eigenschappen zoals techniek-brandstofcombinatie en schaalgrootte. De indeling is niet in alle landen gelijk en varieert ook in de tijd. Bij het aanbrengen van nieuwe categorieën is het zaak een balans te vinden tussen economische efficiëntie (veel categorieën) en eenvoud (weinig categorieën). Bijlage A geeft de categorie-indeling in Nederland, Duitsland en Spanje.

Indeling in categorieën geeft een zekere flexibiliteit aan het systeem. Zo zijn in Nederland in de afgelopen jaren nieuwe categorieën geïntroduceerd om onderscheid te maken tussen toepassingen op bio-olie en op vaste biomassa, en tussen kleinschalige installaties en grote zelfstandige installaties. In Duitsland is het aantal verschillende tarieven in de loop van de jaren toegenomen tot meer dan 60.

## 3.3 Stapsgewijs tarief

Sectie 3.2 beschrijft dat het instellen van categorieën de mogelijkheid biedt om verschillende technologieën op kosteneffectieve wijze te stimuleren. Er zijn ook situaties waarin juist binnen een functioneel logische categorie veel variatie in projectrentabiliteit bestaat. Het bekendste voorbeeld hiervan is de categorie windprojecten, waarbij variaties in het rendement voor een groot deel worden bepaald door grondprijzen en windopbrengst.

Een stapsgewijs tarief houdt bij de hoogte van de vergoeding rekening met project- en locatie-specifieke eigenschappen. Dit kan letterlijk stapsgewijs door middel van subcategorieën, maar ook geleidelijk, met een toewijzingsformule.

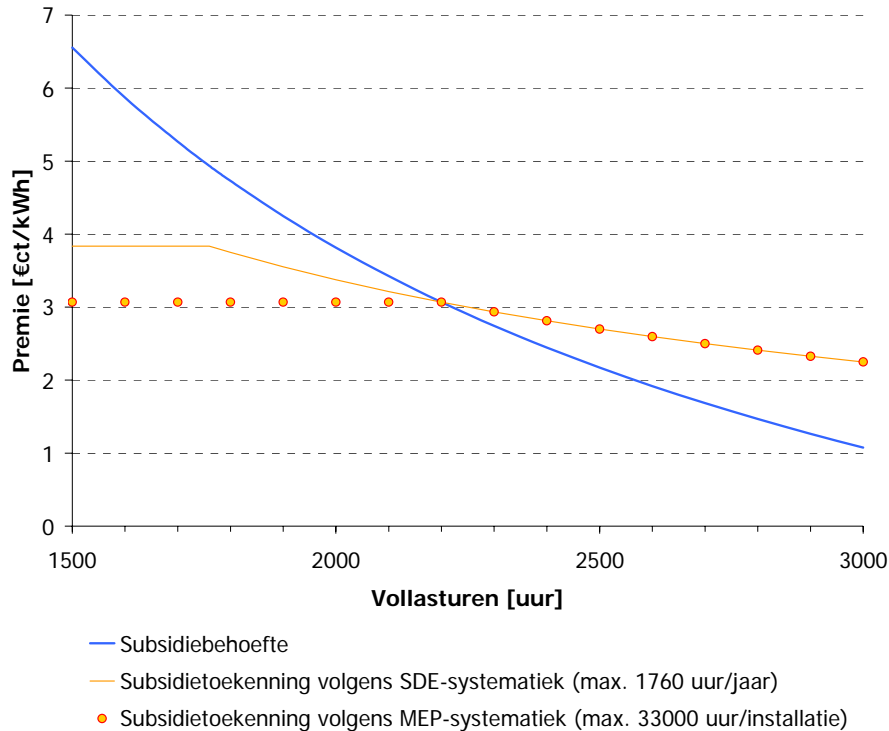
### *Wind op land*

In Nederland wordt voor installaties met een MEP-beschikking voor de stimulering van wind op land gebruik gemaakt van de vollasturenmethode. Het uitgangspunt hierbij is, dat locaties in het binnenland voldoende kunnen worden gestimuleerd zonder dat de windrijke kustlocaties een onevenredig groot beroep doen op de MEP-vergoeding (van Sambeek *et al.*, 2003). De subsidie wordt uitgekeerd voor een maximaal aantal van 18000 vollasturen<sup>14</sup> gedurende de looptijd van het project, voor zover dit binnen de 10 jaar subsidieduur valt. In de praktijk komt dat erop neer dat projecten op windrijke locaties gedurende een kortere periode een MEP-uitkering krijgen. In de SDE-regeling is gekozen voor uitbetaling over maximaal 1760 vollasturen per jaar.

Figuur 3.1 geeft een beeld van de werkelijke subsidie en de subsidiebehoefte voor verschillende windlocaties bij een referentieproject. De berekening is gebaseerd op een project dat in 15 jaar is afgeschreven, met een subsidieduur van 15 jaar. Het aantal vollasturen waarvoor subsidie kon worden verkregen volgens de MEP-systematiek zou 15 maal 2200 zijn. Naarmate projecten op windrijkere locaties worden ontwikkeld, krijgen zij meer opbrengst uit stroomproductie en daardoor daalt de onrendabele top (subsidiebehoefte). Boven een gemiddelde jaarproductie van 2200 vollasturen daalt echter ook het (gemiddelde) subsidiebedrag dat per kilowattuur zou worden uitgekeerd. In de SDE-systematiek wordt de subsidie uitgekeerd over 1760 vollasturen. Bij een grotere productie dan 1760 vollasturen, blijft de totale subsidiesom gelijk. Per geproduceerde kilowattuur wordt dus minder subsidie uitgekeerd.

---

<sup>14</sup> Het aantal vollasturen van een windturbine is de productie in kilowattuur gedeeld door het nominaal vermogen in kilowatt. Voor Nederland varieert het aantal vollasturen voor een Vestas V90 van 3 MW op 80 meter hoogte op landlocaties tussen 1500 en 3000 per jaar.



Figuur 3.2 *Subsidiebehoefte en subsidietoekenning bij verschillende vollasturen (NL)*<sup>15</sup>

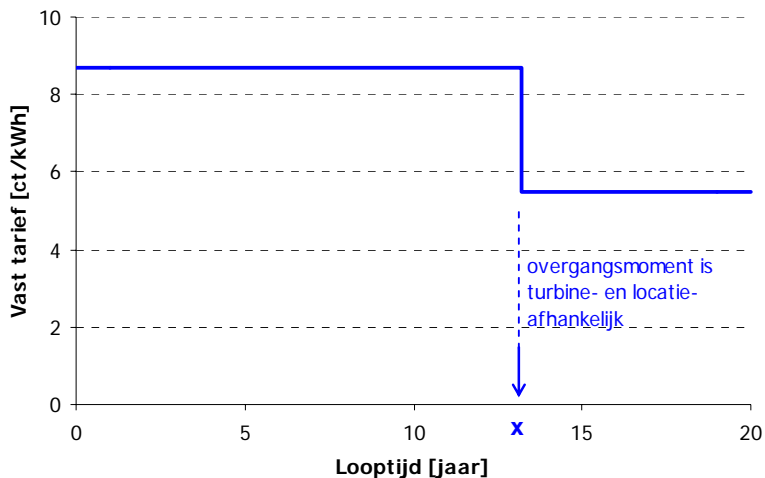
De vollasturenmethode, zowel onder de MEP- als onder de SDE-regeling, kan dus worden gezien als een stapsgewijze premie waarbij de uitkering per kilowattuur afhangt van de totale productie. Voor projecten met veel vollasturen is de werkelijke subsidie groter dan de subsidiebehoefte: niet alle producentensurplus is hier ‘afgeroomd’. Het voorbeeld in Figuur 3.1 is gebaseerd op een netto stroomprijs van 5,8 ct/kWh en een basisbedrag van 8,8 ct/kWh gedurende 15 jaar (van Tilburg *et al.*, 2008). Wanneer de netto stroomprijs lager ligt, zal de onrendabele top hoger liggen; de twee grafieken liggen dan minder ver uit elkaar.

In Duitsland bestaat een vrij specifiek stapsgewijs (geleidelijk) systeem voor de tariefbepaling van wind op land. De subsidie per kWh is in de eerste jaren een hoogtarief en gaat op een zeker moment over op een laagtarief<sup>16</sup>. De totale periode is 20 jaar, maar de duur van het hoogtarief is afhankelijk van een specifieke turbine en de locatie. Voor elke turbine op de markt wordt een referentieopbrengst bepaald: de opbrengst gedurende vijf jaar op een locatie met een windsnelheid van 5,5 m/s voor een turbine op 30 meter hoogte<sup>17</sup>. Wanneer een turbine minimaal 150% van deze referentieopbrengst produceert, gaat het laagtarief na vijf jaar in (voor de resterende 15 jaar). Voor elke 0,75% minder productie dan de 150% van de referentieopbrengst, wordt het hoge tarief twee maanden langer doorbetaald.

<sup>15</sup> De figuur illustreert de werking van de MEP- en SDE-systematiek. De referentiekeuze van 2000 vollasturen per jaar bij de MEP-regeling in 2006, en 2200 vollasturen per jaar bij de SDE-regeling in 2008 zijn keuzes die niet van invloed zijn op de systematiek. Daarom gaat de figuur generiek uit van 2200 vollasturen voor de getoonde opties.

<sup>16</sup> In 2006 was het hoogtarief 8,7 ct/kWh en het laagtarief 5,5 ct/kWh.

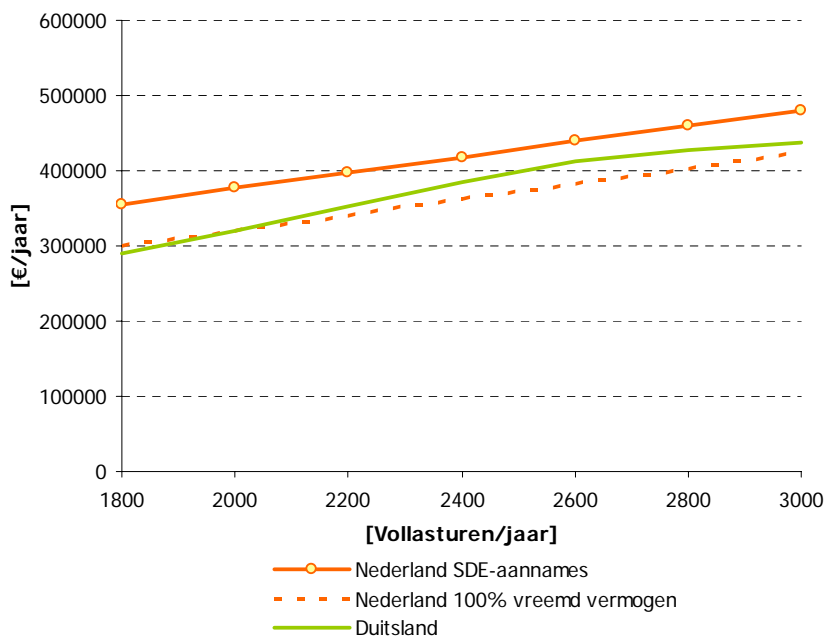
<sup>17</sup> Referentiewaarden zijn vrij eenvoudig uit de specificaties van de turbineleverancier te halen.



Figuur 3.3 Tariefverloop in de tijd (DE)

Een Vestas V80-2MW windturbine heeft bij voor de Duitse tariefbepaling een referentiewaarde van 2362 vollasturen, waardoor deze op een locatie met 2500 vollasturen circa 15 jaar een hoog tarief krijgt en een kleine vijf jaar een laag tarief<sup>18</sup>.

Figuur 3.3 geeft het effect weer van de Duitse en Nederlandse stapsgewijze tarieven voor windprojecten. Op de verticale as worden de gemiddelde jaarlijkse (contant gemaakte) inkomsten afgebeeld als functie van het gemiddeld aantal vollasturen op de horizontale as.



Figuur 3.4 Jaarlijkse opbrengst voor verschillende windlocaties (DE en NL)

Het voorbeeld in Figuur 3.3 maakt gebruik van een Vestas V80-2MW windturbine. Voor de berekening is voor Nederland gebruik gemaakt van de aannames uit het advies over de basisbedragen voor 2008/2009 (Van Tilburg, 2008). De economische levensduur wordt op 15 jaar ver-

<sup>18</sup> Zie de Windstrom-EEG Vergütungsrechner op: <http://www.iwr.de/wind/eeg-rechner/index.php>.

ondersteld. De grafieken ontlopen elkaar niet veel en de hoogte van de bedragen is vrij gevoelig voor de financieringswijze. In Nederland is verondersteld dat windprojecten voor 20% worden gefinancierd met eigen vermogen. Wanneer deze veronderstelling wordt gewijzigd in 100% vreemd vermogen, zal de grafiek voor Nederland tot net onder die voor Duitsland zakken.

### Wind op zee

Voor windparken op zee geldt in Duitsland ook een combinatie van hoogtarief en laagtarief. Een park dat tot 12 zeemijl uit de kust ligt bij een waterdiepte tot 20 meter krijgt de eerste 12 jaar het hoogtarief en de overige acht jaar het laagtarief. Voor elke zeemijl verder uit de kust wordt de periode met het hoogtarief verlengd met 0,5 maanden en voor elke extra meter waterdiepte wordt de periode met het hoogtarief verlengd met 1,7 maanden. Vergoeding voor wind op zee is dus afhankelijk van waterdiepte en afstand tot de kust (lees: aansluitkosten), factoren die in hoge mate bepalend zijn voor de totale projectkosten. Tevens is in de Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz van 17 december 2006 bepaald dat de DSO's de aansluitingskosten dienen te dragen van windparken op zee.

### Afvalverbrandingsinstallaties

Tabel 3.2 *Tarief voor AVI's (NL)*

Rendement [%]	MEP-tarief (SDE-basisbedrag) [ct/kWh <sub>biogeen</sub> ]
<= 22	0,0 (11,5)
22 - 23	0,3 (11,5)
23 - 24	0,5 (11,5)
24 - 25	0,7 (11,7)
25 - 26	0,9 (11,7)
26 - 27	1,1 (11,9)
27 - 28	1,8 (12,1)
28 - 29	2,5 (12,5)
29 - 30	3,2 (13,0)
30 - 31	3,8 (13,3)
> 31	3,8 (13,7)

Ook voor afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) geldt in Nederland een stapsgewijs tarief. Installaties met een hoge energetische efficiëntie zijn (nog) relatief kostbaar en hebben daarom een hogere onrendabele top dan minder efficiënte installaties. Om het toch financieel mogelijk te maken om efficiënte installaties te ontwikkelen, zijn de tarieven voor AVI's gerelateerd aan efficiëntie. De financiële uitgangspunten zijn hetzelfde voor verschillende rendementen, gebaseerd op een rendement op eigen vermogen van 12%. Er wordt dus geen *extra* prikkel gegeven om een hoger energetisch rendement na te streven. Het is even aantrekkelijk om een laagrendementsinstallatie neer te zetten als een hoogrendementsinstallatie.

Bron: Staatscourant 16 juni 2006, nr. 115 pag. 9.

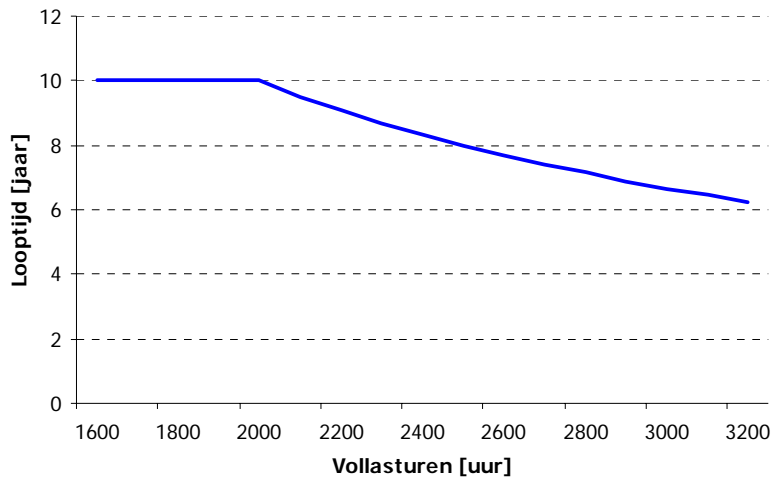
## 3.4 Duur van de vergoeding

De duur van de feed-in-vergoedingen varieert per land. In Nederland is voor alle categorieën de MEP-vergoeding gemaximeerd op 10 jaar; de duur van de SDE-vergoeding is, afhankelijk van de categorie, 12 of 15 jaar. In Duitsland is de vergoedingsduur vastgesteld op 20 jaar, met als uitzondering van 15 tot 30 jaar, maar in de meeste gevallen is het vastgesteld op maximaal 20. In Spanje is geen limiet op het aantal jaar dat een project in aanmerking komt voor feed-in-vergoedingen en de technische levensduur is bepalend.

De duur van de subsidie is in principe neutraal: de netto contante waarde van het totaal aan subsidie-inkomsten is bepalend en niet de verdeling in de tijd. Er zijn echter drie effecten die er voor zorgen dat de subsidieduur wel van belang is. Ten eerste heeft de lengte van de subsidieperiode invloed op de economische levensduur van een installatie, want voor een aantal installaties geldt dat subsidie-inkomsten een groot deel uitmaken van de ingaande kasstromen. Wanneer de subsidie wegvalt, kan het zijn dat de marginale kosten niet meer tegen de opbrengsten opwegen en het aantrekkelijker is om de installatie te vervangen. Daarnaast heeft de keuze van de levensduur invloed op de financiering: met de keuze van de duur varieert ook de hoogte van het bedrag en dus de verhouding tussen (zekere) subsidie-inkomsten en (minder zekere) elektriciteitsinkomsten. Een derde effect dat wel genoemd wordt, is dat een te lange subsidieduur de econo-

mische levensduur rekt en daarmee beslag legt op investeringsgelden die daardoor niet kunnen worden ingezet voor nieuwe (innovatieve) projecten.

Rekening houdend met bovengenoemde effecten van de keuze van de subsidieduur, is in Nederland de elektriciteitswet aangepast (EZ, 2006). Met ingang van 2007 is het voor het Ministerie van Economische Zaken mogelijk om per categorie een aangepaste subsidieduur te hanteren. In (Van Tilburg *et al.*, 2006) werd, nog in de context van de MEP-regeling, al gerekend met uiteenlopende looptijden: van 2-4 jaar voor bij- en meestook van biomassa tot 15 jaar voor bijvoorbeeld wind op zee.



Figuur 3.5 *Subsidieduur als functie van het aantal vollasturen in de MEP-regeling (NL)*

Bij windprojecten op gunstige, windrijke locaties bestaat het risico dat de relatief korte subsidieperiode aanleiding is tot het vroegtijdig vervangen van turbines (om in aanmerking te komen voor nieuwe subsidie). Enerzijds is de verkorting van de subsidieduur via de vollasturensystematiek relatief eenvoudig te implementeren. Anderzijds wordt door de vollasturensystematiek juist bij de schaarse windrijke locaties de kans op kapitaalvernietiging vergroot - bij een nieuwe subsidiebeschikking hoort immers een nieuwe windmolen. Binnen deze afweging is het laatstgenoemde risico enigszins tegengegaan, door met ingang van 1 juli 2006 het maximale aantal vollasturen waarover een windproject op land MEP-subsidie kon krijgen, op te schroeven van 18.000 naar 20.000.

### 3.5 Budgetmaximum

Feed-in-regelingen hebben meestal een open-eindekarakter, zonder dat een maximum is vastgelegd voor de hoeveelheid productie die voor subsidie in aanmerking komt. In Nederland heeft dit tot tweemaal geleid tot een onvoorziene ingreep in de regeling, om budgetoverschrijding te voorkomen. In mei 2005 zijn de tarieven op nul gezet voor windprojecten op zee en biomassa-inzet in centrales. In augustus 2006 zijn de overige categorieën op nul gezet. Deze situatie is niet uniek voor Nederland. Ook in Spanje en Duitsland wordt politieke druk waarneembaar die op termijn tot budgetmaximering zou kunnen leiden.

In Nederland is het door een wijziging in de elektriciteitswet (Kamerstukken 2, 2005-2006: 30305 nr. 3) mogelijk voor de Minister van Economische Zaken om per categorie, of voor alle categorieën samen, jaarlijks een maximaal budget beschikbaar te stellen. Toen de MEP-regeling het van kracht zijnde stimuleringsinstrument nog was, was het al mogelijk gemaakt om budgetplafonds in te stellen. In de mogelijkheid van het plafonneren van de budgetten verschillen de MEP- en SDE-regelingen dus niet. Omdat bij een beperkt budget mogelijk niet alle aanvragen

kunnen worden gehonoreerd, is een verdeelmethode nodig. In de Nederlandse situatie zijn twee verdeelwijzen mogelijk. Ten eerste is er een verdeling mogelijk op volgorde van binnenkomst van de aanvraag, eventueel in combinatie met loting, en daarnaast is het voor de overheid mogelijk om een tender uit te schrijven en de aanvragen te rangschikken op basis van het bod dat is uitgebracht (van Tilburg et al., 2007a).

In Spanje is in de regeling (koninklijk besluit 436/2004) opgenomen dat het behalen van capaciteitsdoelen per categorie aanleiding kan zijn tot het herzien van de tarieven. Het gaat hierbij om vooraf gedefinieerde vermogens (Bustos, 2004)

Tabel 3.3 *Capaciteitsdoelen voor herziening tarieven*<sup>19</sup> (ES)

Categorie	Capaciteitsdoel herziening [MW <sub>e</sub> ]
ZonPV	400
Wind	20155
Kleinschalige waterkracht	2400
Vaste biomassa (zelfstandig)	1317
Biogas	250
AVI's	1350

### 3.6 Degressieve tarieven

In Duitsland hanteert men een systeem van degressieve tarieven. Elk jaar is de hoogte van het tarief 1,0% tot 6,5% lager dan het jaar daarvoor. Het idee hierachter is dat de verwachte leereffecten (kostendaling door volumetoename) expliciet worden vastgelegd, bij wijze van eis aan de sector.

Een degressief tarief, ofwel een extern opgelegde kostendaling, heeft een aantal voordelen. Ten eerste is het politiek aantrekkelijk, omdat het in lijn is met de gedachte dat subsidie wordt ingezet om een technologie steeds beter concurrerend te maken. Ten tweede kan het helpen om overwinsten uit de productieketen te halen: als er ergens ruimte is, zal dat in de loop der jaren worden verminderd. Ten derde kan het bijdragen aan versnelde implementatie: ondernemers zullen niet wachten tot toekomstige omstandigheden aantrekkelijk(er) zijn, maar men zal zo snel mogelijk met projecten beginnen. Het is onduidelijk in hoeverre de laatste twee voordelen in de Nederlandse praktijk kunnen voorkomen.

Er bestaat een risico dat de kostendegressie wordt overschat met als gevolg dat er geen nieuwe projecten starten. Leereffecten hebben betrekking op productiekosten, terwijl ondernemers worden geconfronteerd met prijzen. Prijzen zijn niet alleen gebaseerd op kosten, maar ook op (tijdelijke) schaarste als gevolg van vraag en aanbod. Ondanks de verwachting dat productiekosten van windturbines kunnen dalen, is het afgelopen jaar de prijs van turbines aanzienlijk gestegen. Deze stijging is deels te verklaren uit gestegen grondstofprijzen, en deels te verklaren uit de grote vraag naar turbines bij een achterblijvende productie. Hoewel een degressief tarief een voordeel heeft in de zin dat er minder noodzaak is om de tarieven jaarlijks opnieuw te beoordelen en aan te passen, impliceert het tegelijk een nadeel. Er is minder gelegenheid om de tarieven aan te passen aan sterk gewijzigde marktomstandigheden. Zo heeft het Duitse parlement besloten het starttarief voor nieuwe windinstallaties te verhogen van 7,8 ct/kWh in 2008 naar 9,2 ct/kWh in 2009. Voor zon-PV is de degressiesnelheid afhankelijk gemaakt van het opgesteld PV-vermogen.

<sup>19</sup> Real decreto 661/2007, art 37-43.



### 3.7 Aanvullende prikkels

In Nederland bestaan binnen de regeling geen aanvullende prikkels voor specifieke technologieën of brandstoffen. In Duitsland gelden wel ‘bonussen’ voor specifieke situaties. Bovenop de basisvergoeding (zie Tabel A.2) krijgt een producent de volgende bonussen.

- 2 ct/kWh voor het gebruik van biogas in combinatie met specifieke technologieën zoals brandstofcellen, gasturbines, ORC units of Stirling motoren. De bonus wordt ook uitgekeerd wanneer biogas voor gebruik is opgewerkt tot ‘aardgaskwaliteit’.
- 6 ct/kWh (<500 kW) of 4 ct/kWh (500kW-5MW) voor het gebruik van specifieke biomassa-soorten: planten en plantenresten van onbewerkte reststromen uit land- en bosbouw, hoveniersbedrijven of landschapsonderhoud.
- 6 ct/kWh (<500 kW) of 2,5 ct/kWh (500kW-5MW) voor de verbranding van schoon hout (niet zichtbaar in Tabel A.2).
- 5ct/kWh voor zonPV-systemen die in gevels geïntegreerd zijn. Bonus geldt t.o.v. vergoeding in de gebouwde omgeving (wel zichtbaar in de Tabel A.2).

Naast deze bonussen, waarop ook in combinatie aanspraak gemaakt kan worden, bestaan in Duitsland twee aanvullende regelingen. Warmtelevering wordt apart gestimuleerd met een WKK-regeling en windturbinerenovatatie kan ook rekenen op een aanvullende prikkel. Wanneer een producent een turbine van vóór 1996 vervangt door een nieuwe turbine met minimaal drie-maal het vermogen van de oude, kan gedurende een langere tijd het hoogtarief worden verkregen. Het gaat hier om twee maanden extra hoogtarief voor elke 0,6% neerwaartse afwijking van de referentieopbrengst van de nieuwe turbine.

Spanje kent een bonus van 0,38 ct/kWh voor technische aanpassingen aan bestaande windmolens ten behoeve van netwerkstabiliteit.

## 4. Kosten en opbrengsten voor producenten

### 4.1 Inleiding

Dit hoofdstuk presenteert de verschillende kosten en opbrengsten voor producenten van hernieuwbare elektriciteit.

Algemeen kan gesteld worden dat de kosten in de verschillende landen elkaar niet veel ontlopen. Installaties dienen vaak op een internationale markt gekocht te worden, waar slechts de laatste tijd sprake is van kostenopdrijvende schaarste in productiecapaciteit. De prijzen van lokale grondstoffen, met name biomassa, kunnen wel sterk verschillen tussen de landen. De verschillen in kosten worden dan ook vooral veroorzaakt door verschillen in het ambitieniveau ten opzicht van het beschikbare potentieel. De subsidiebehoefte hangt sterk af van de kosten voor de ondernemer. Omdat het per land verschilt wie welke kosten draagt, zijn de kosten voor de ondernemer niet direct te vergelijken. Ook een vergelijking van de feed-in-tarieven vraagt daarom een diepgravende analyse, die buiten het kader van deze studie valt. Los van de vraag wie de kosten in eerste instantie draagt, geldt voor alle landen dat de kosten uiteindelijk altijd verhaald worden op de consument, als elektriciteitsverbruiker dan wel als belastingbetaler.

### 4.2 Kosten

De kosten voor het realiseren van een (hernieuwbare) elektriciteitsinstallatie kunnen worden onderverdeeld in:

- Bouwkosten van de installatie
- Operationele kosten en onderhoudskosten
- Kosten van netaansluiting
- Kosten van programmaregeling
- Bedrijfswinst en kapitaalkosten

De eerste twee onderdelen komen altijd voor rekening van de ondernemer, evenals de bedrijfs-winst en de kapitaalkosten.

#### *Risico*

De hoogte van het vereiste rendement op kapitaal is sterk afhankelijk van het risico van het project. Wanneer er maar heel beperkt inkomstenrisico is, zoals bij levering tegen een vast tarief, zal de financiering voor een groot deel (tot 100%) met vreemd vermogen kunnen worden gedaan. Wanneer de inkomsten minder zeker zijn, bijvoorbeeld in het geval van sterk fluctuerende stroominkomsten, zal eigen vermogen moeten worden ingelegd, met als gevolg dat de rendementseis stijgt.

#### *Netaansluiting*

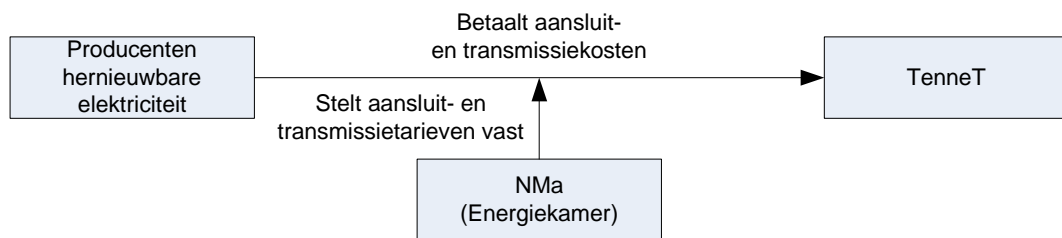
De kosten van de netaansluiting tot het dichtstbijzijnde regionale netwerk, komen in Nederland, Spanje en Duitsland voor rekening van de ondernemer. Dit is de zogenaamde 'shallow connection charge'. De kosten van netverzwaringen die nodig zijn om de invoeding mogelijk te maken, de zogenaamde 'deep connection charge', komen doorgaans ten laste van de netbeheerder. Alleen in Spanje worden de kosten van netverzwaring doorberekend aan de ondernemer (*Klein et al.*, 2007).

Tabel 4.1 *Netaansluiting en programmaregeling*

	Nederland	Duitsland	Spanje (FIP/FIT)
Afnameverplichting netbeheerder	Nee	Ja	Nee/Ja
Onbalanskosten voor producent	Ja	Nee	Ja/Gedeeltelijk
Transparantie aansluitkosten	Ja	Nee	Nee/Nee
Aansluitkosten producent	Ondiep	Ondiep	Diep/Diep

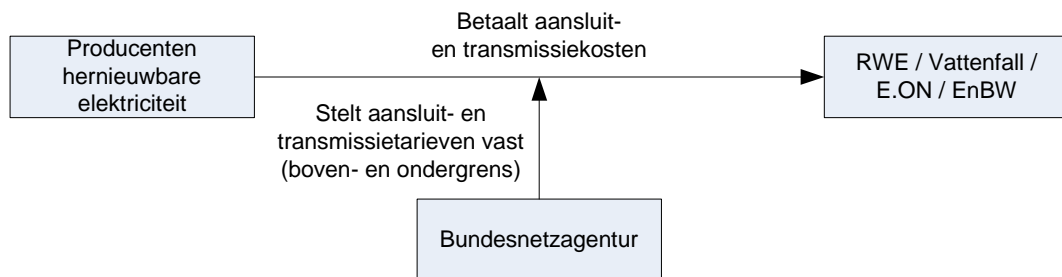
Bron: Klein et al., 2007.

In Nederland worden de aansluit- en transporttarieven vastgesteld door de Energiekamer van de NMa, voorheen de Dienst Toezicht energie (DTe). De netbeheerder brengt de aansluitkosten in rekening aan producenten. Netverzwaringen komen ten laste van de netbeheerder. De programmaverantwoordelijkheid ligt officieel bij producenten, maar deze wordt in de praktijk uitgevoerd door distributiebedrijven of leveranciers, die daarvoor een vergoeding in rekening brengen.



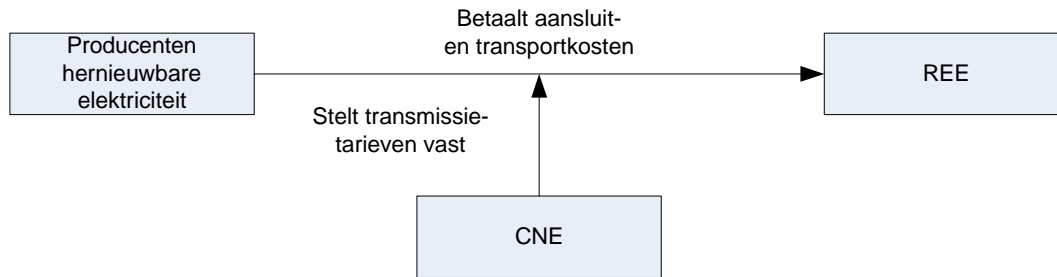
Figuur 4.1 *Kosten van aansluiting en transmissie (NL)*

In Duitsland is een minder heldere scheiding tussen de netbeheerders en de distributiebedrijven. Er zijn in Duitsland vier DSO/TSO-combinaties actief (2008). De DSO/TSO brengt aansluit- en transmissiekosten in rekening bij producenten. Er zijn geen vastgestelde tarieven, maar het Bundesnetzagentur stelt onder- en bovengrenzen vast. DSO's hebben de programmaverantwoordelijkheid en alle ingevoede hernieuwbare energie moet in gelijke mate over de vier DSO's worden verdeeld. De onbalanskosten worden via de stroomrekening in rekening gebracht bij de afnemers van elektriciteit.



Figuur 4.2 *Kosten van aansluiting en transmissie (DE)*

In Spanje worden de transmissietarieven op een vergelijkbare manier vastgesteld (CNE) en door producenten betaald aan de TSO (REE, Red Eléctrica de España). REE bepaalt in beginsel zelf de aansluitkosten.



Figuur 4.3 *Kosten van aansluiting en transmissie (ES)*

### *Kosten van programmaregeling*

In Nederland en Spanje hebben producenten van elektriciteit een programmaverantwoordelijkheid. Producenten moeten een dag van tevoren aangeven met welk inzetpatroon ze gaan invoeden. Wanneer op enig moment de werkelijke levering afwijkt van de opgegeven verwachting, kan een sanctie volgen. Doorgaans kopen producenten deze programmaverantwoordelijkheid af (onbalanskosten).

In Spanje geldt voor producenten die gebruik maken van de premie, dat ze dezelfde programmaverantwoordelijkheid hebben als alle conventionele producenten. Bij een vast tarief hoort min of meer onlosmakelijk ook een afnameverplichting voor de DSO. In Spanje geldt ondanks de afnameverplichting toch dat producenten met een vast tarief een voorspelverplichting hebben. Bij afwijking kan een sanctie in de vorm van een boete volgen.

In Duitsland worden de subsidies aan hernieuwbare elektriciteitsproducenten vergoed via de DSO's, verevend over de TSO's en doorberekend aan de consumenten. De administratieve kosten als gevolg van egalisatie zijn uitvoeringskosten die gegeven de aard moeilijk te beheersen zijn.

Duitse producenten hebben geen verplichting om het productieprogramma vooraf op te geven. De DSO doet zelf de prognose en maakt de programma's.

## 4.3 Opbrengsten

De opbrengsten van een ondernemer met een hernieuwbare-elektriciteitsinstallatie kunnen worden onderverdeeld in:

- Marktprijs van elektriciteit (bij de premie-optie)
- Directe feed-in-vergoeding (als premie of vast tarief)
- Fiscale stimulering
- Investeringssubsidie
- Aanvullend regionaal beleid

In Hoofdstuk 2 is beschreven hoe de producent directe inkomsten heeft uit stroomlevering en feed-in-vergoedingen. Alle landen hebben ook flankerende beleidsinstrumenten voor hernieuwbare-energieprojecten, zoals fiscale regelingen, gunstige leningen en aanvullend regionaal beleid (zie Tabel 4.2). In Spanje en Duitsland hebben deze regelingen enkel nog betrekking op duurzame warmte. Tevens geeft Spanje ook een extra ondersteuning voor innovatieve projecten voor hernieuwbare elektriciteit, of projecten op zeer geïsoleerde locaties.

Tabel 4.2 *Stimuleringsbeleid, direct en flankerend*

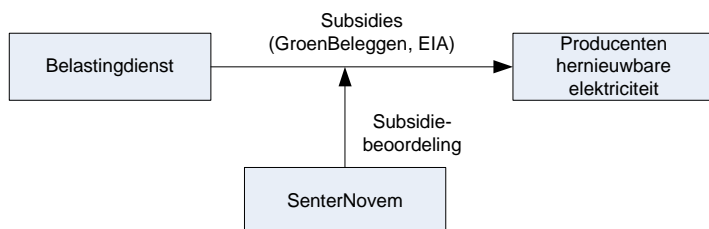
	Nederland	Duitsland	Spanje
Directe subsidie	•	•	•
Fiscale stimulering	•		
Gunstige leningen	•		
Investeringssubsidie			Niet generiek
Aanvullend regionaal beleid	•	•	•

Ook op regionaal niveau (provincies, gemeenten) kunnen stimuleringsmaatregelen van kracht zijn. In zowel Nederland, Duitsland en Spanje bestaan regionale regelingen.

#### *Flankerend stimuleringsbeleid*

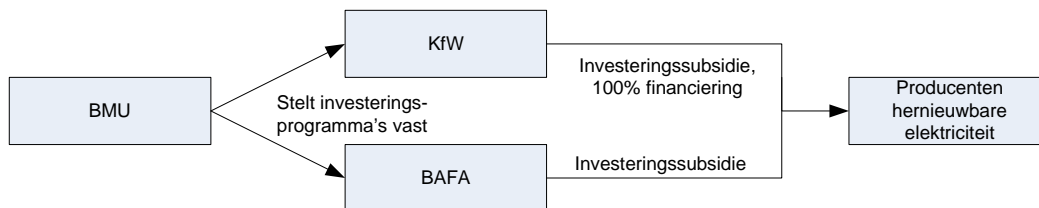
In Nederland bestaat de EnergieInvesteringsAftrek (EIA), een fiscale regeling waarbij een deel van de investeringskosten kan worden afgetrokken van de fiscale winst van de onderneming. Daarnaast kunnen duurzame energieprojecten gebruik maken van de VAMIL, een regeling waarbij voor een gunstige afschrijvingverdeling van investeringen kan worden gekozen. Tenslotte bestaat de mogelijkheid om tegen aantrekkelijke condities een lening af te sluiten, het zogenaamde groenfinancieren. In Nederland is geen sprake van een investeringssubsidie als algemeen toepasbare stimuleringsregeling. Voor individuele projecten bestaan mogelijkheden om in specifieke gevallen investeringssubsidie te krijgen, bijvoorbeeld op basis van de Unieke Kansen Regeling (UKR) of Subsidies Regionale Investeringsprojecten (BSRI).

Alle aanvullende stimuleringsmaatregelen in Nederland op nationaal niveau worden gecoördineerd en beoordeeld door SenterNovem, het uitvoeringsagentschap voor duurzaamheid en innovatie op het gebied van energie, klimaat, milieu en leefomgeving. SenterNovem schat de jaarlijkse uitgaven van EIA voor duurzame energieprojecten op ongeveer 10% van de MEP-uitgaven (SenterNovem, jaarverslag EIA, 2005).



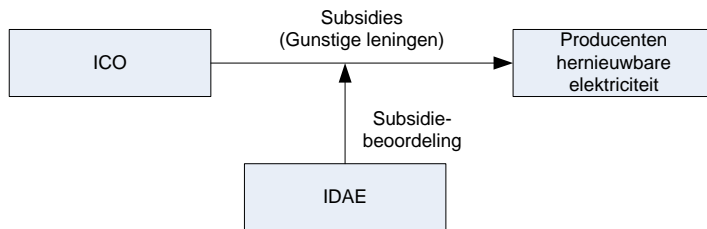
Figuur 4.4 *Flankerend stimuleringsbeleid (NL)*

In Duitsland zijn verschillende fiscale maatregelen van kracht ter ondersteuning van duurzame-energieprojecten. Investeringsprogramma's worden vastgesteld door het milieu ministerie BMU. De KfW Förderbank (vergelijkbaar met de Bank Nederlandse Gemeenten) biedt aantrekkelijke leningen aan voor duurzame-energieprojecten in een aantal categorieën, vergelijkbaar met groenfinancieren in Nederland. Het agentschap voor economie en exportcontrole (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, BAFA) coördineert het investeringsprogramma voor hernieuwbare energie (Agnolucci, 2006). Deze ondersteuning was voorheen ook voor duurzame elektriciteit van toepassing, maar in 2008 enkel nog voor duurzame warmte.



Figuur 4.5 *Flankerend stimuleringsbeleid (DE)*

Ook in Spanje worden duurzame warmteprojecten ondersteund door fiscale voordelen en investeringssubsidies, maar geen hernieuwbare-elektriciteitsprojecten. Hernieuwbare-elektriciteitsinstallaties komen enkel voor aanvullende stimulering in aanmerking wegens innovatie (vergelijk de Nederlandse UKR-regeling) of wegens een geïsoleerde ligging van de installatie. Het IDAE, dat is verbonden aan het Ministerie van industrie, beoordeelt de subsidie-aanvragen.



Figuur 4.6 *Flankerend stimuleringsbeleid (ES)*

## 5. Financiering en uitvoering van het beleid

### 5.1 Inleiding

De kosten van elke subsidieregeling worden uiteindelijk gedragen door consumenten, via belastingen, heffingen of via de elektriciteitsrekening. Sectie 5.2 beschrijft hoe de lasten worden verdeeld over verschillende groepen consumenten.

### 5.2 Financiering van het beleid

De financiering van het beleid geeft aan op welke manier de lasten van de subsidieregeling worden gedragen door de consument. In Nederland speelt de overheid een actieve rol en wordt de subsidie via de rijksbegroting toegekend. In Duitsland en Spanje worden de tarieven via de netbeheerders aan de consument in rekening gebracht.

In Nederland was de MEP aanvankelijk gefinancierd door een heffing op de stroomrekening, enigszins vergelijkbaar met de huidige Spaanse en Duitse financieringswijze. Voor elke aansluiting werd een vaste bijdrage in rekening gebracht, variërend van 17 euro per jaar in 2003 tot 52 euro per jaar in 2005. In de loop van 2005 bleek de aanwas in het benodigde tarief zo groot, dat is besloten over te gaan op aanvullende financiering via de rijksbegroting. In 2006 is de gehele MEP-regeling gefinancierd uit de algemene middelen en de bijdrage per aansluiting is medio 2006 teruggegeven aan de consumenten ter compensatie van de stijgende energiekosten (Kamerstukken 30675, nr. 2).

In Duitsland en Spanje speelt de overheid een minder grote rol. De producenten krijgen een vast tarief via de DSO's en TSO's. De kosten van het deel hernieuwbare energie, een combinatie van de uitbetaalde tarieven, de programmakosten en de administratieve lasten, worden in rekening gebracht aan de consument. Een groot voordeel van deze aanpak is dat het minder gevoelig is voor politieke invloed, omdat de geldstromen niet via de overheid lopen. Het nadeel is dat de werkelijke kosten van hernieuwbare elektriciteit niet eenvoudig te duiden zijn; de kosten zijn niet geormerkt en met name de overhead is onduidelijk.

In Denemarken worden de extra premies die door TSO betaald worden aan de producenten, door de consumenten opgebracht in de vorm van een extra heffing op de elektriciteitsrekening. Deze bedroeg aan het begin van 2005 ca. 11 øre/kWh, ofwel 1,5 €ct/kWh.

#### *Groot- en kleinverbruikers*

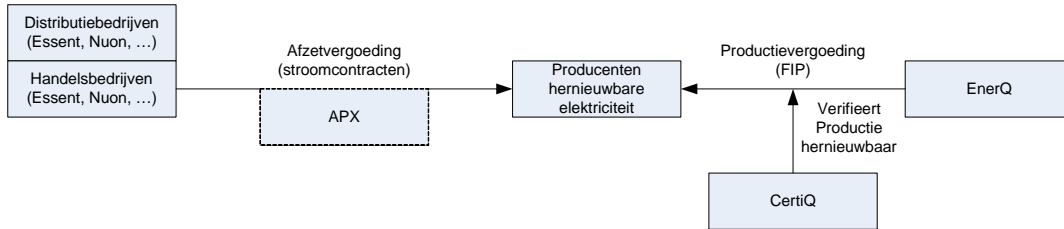
In Nederland wordt bij de financiering van het stimuleringsbeleid geen onderscheid gemaakt naar de consumptie van (duurzame) elektriciteit: de rijksmiddelen worden gevoed door algemene belastingen en heffingen.

In Duitsland worden de kosten via de elektriciteitsrekening in rekening gebracht bij de consument. Voor grootverbruikers geldt een aangepast regime. De wijzigingen van de EEG in 2006 betreffen een verdere verlichting van de EEG-afdrachten van de industrie en spoorwegmaatschappijen die veel elektriciteit afnemen. Deze bedrijven dragen niet meer dan 0,05 ct/kWh af voor de hernieuwbare elektriciteit via de EEG. Dit is minder dan een tiende van het reguliere tarief. De inschatting is dat het een lastenverlichting inhoudt van 650 miljoen euro voor iets meer dan 400 bedrijven (BMU, 2007).

### 5.3 Uitvoering

#### Nederland

In de Nederlandse situatie verkoopt de producent van groene stroom zijn elektriciteit op de markt voor (grijze) elektriciteit. Dit kan verhandeld worden via de spotmarkt (APX) of via bilaterale contracten met leveranciers. CertiQ meet de duurzaam opgewekte productie en geeft hiervoor certificaten uit, die bij EnerQ (MEP-regeling) of SenterNovem (SDE-regeling en overgangsregeling vergisters) kunnen worden verzilverd. EnerQ en SenterNovem krijgen elk jaar de nodige middelen van het Ministerie van Economische Zaken, die dit op de begroting heeft staan.

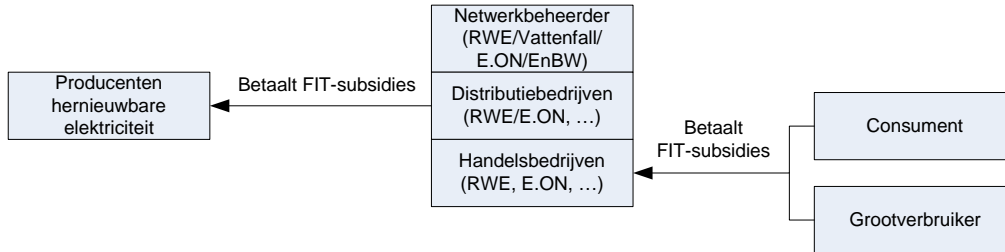


Figuur 5.1 *Uitvoering van de MEP-subsidieregeling (NL)*

Algemeen toezicht op de energiesector in Nederland vindt plaats door de Energiekamer van de NMa, en ook het specifieke toezicht op marktstructuren ligt bij de NMa.

#### Duitsland

In Duitsland krijgt de producent een vastgesteld tarief voor de levering van duurzame elektriciteit. De stroom wordt niet op de markt aangeboden, maar via een egalisatiemechanisme verdeeld over de vier TSO's. De TSO's brengen de tarieven en de kosten van programma-aanpassing en administratie direct in rekening bij de eindgebruikers, deels via de vaste lasten en deels via het variabele tarief.



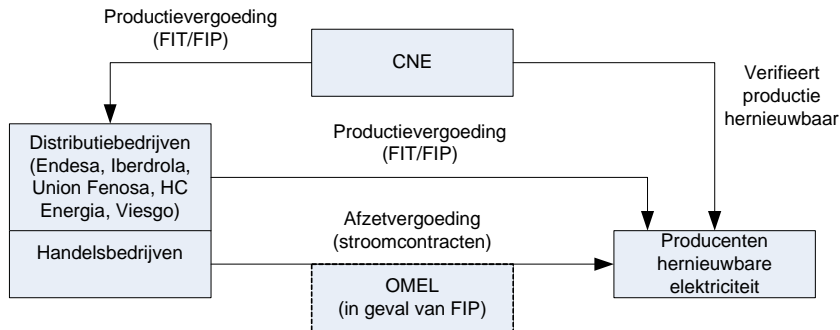
Figuur 5.2 *Uitvoering van de subsidieregeling (DE)*

#### Spanje

In Spanje heeft de producent de keuze uit een vast tarief en een premie bovenop de elektriciteitsprijs. Als de producent kiest voor een premie, krijgt hij een marktgebaseerde stroomvergoeding van handelsbedrijven, via OMEL<sup>20</sup> of via bilaterale contracten. De premie wordt uitgekeerd door de DSO. Bij keuze voor een vast tarief wordt het tarief uitgekeerd door de DSO. In beide gevallen verhaalt de DSO de kosten bij CNE, die het via een consumententarief weer terugkrijgt.

<sup>20</sup> OMEL is samen met zijn Portugese counterpart in 2007 opgegaan in OMIE.





Figuur 5.3 *Uitvoering van de subsidieregeling (ES)*

In Spanje en Duitsland bestaat geen equivalent van CertiQ ten behoeve van de subsidieregeling<sup>21</sup>. De groene productie uit gesubsidieerde installaties wordt niet continue, maar steekproefsgewijs gecontroleerd. Het toezicht ligt in Duitsland in handen van het Bundesnetzagentur en in Spanje treedt CNE op als toezichthouder.

De openheid van productiegegevens en werkelijke kosten is in Nederland beperkt. Vooral voor bij- en meestook is dit ingegeven doordat men detailinformatie concurrentiegevoelig acht. Het is te overwegen om, zoals in Duitsland, bij aanspraak op subsidie als voorwaarde te stellen dat kosten- en productiecijfers ter beschikking gesteld worden aan het ministerie. Het voordeel voor de overheid, en - afhankelijk van de mate van openbaarheid van deze cijfers - ook voor nieuwe toetreders is, dat een betere inschatting gemaakt kan worden van de opbrengsten en de risico's. In Nederland wordt alleen in het kader van een door Brussel aangevraagde MSK-toets openheid verlangd.

## 5.4 Rol van de overheid

### *Nederland*

Nederland kent een strikte en vrij transparante scheiding in de uitvoeringstaken. Veel taken zijn gedegeleerd aan zelfstandige bestuursorganen, zoals de toezichthouder NMa, de TSO TenneT, CertiQ en EnerQ. De financiering loopt via de rijksbegroting. De uitbetaling van SDE-regeling vindt plaats via SenterNovem, een agentschap van het Ministerie van Economische Zaken.

Onder de MEP-regeling bestond budgettaire onzekerheid ten gevolge van het openeindekarakter, en niet vanwege tarieffluctuatie. De marktpartijen lopen het risico op fluctuaties in de stroomprijs. Onder de SDE-regeling, met vaste budgetplafonds, bestaat de budgettaire onzekerheid juist uit het stroomprijrisico, waarbij marktpartijen juist minder (maar nog wel enigszins) stroomprijrisico lopen.

### *Duitsland*

In Duitsland speelt de overheid vooral een rol in het bepalen van de hoogte van de subsidietaarieven, naast haar natuurlijke rol als voorbereider van wetgeving. De regeling wordt in grote mate uitgevoerd door marktpartijen, voornamelijk door de vier TSO's. Omdat relatief veel taken geconcentreerd zijn bij de TSO's, en de consumenten als belangrijke stakeholder voor kostenverlaging niet formeel georganiseerd zijn, is de uitvoering in Duitsland iets minder transparant dan in Nederland.

<sup>21</sup> Dit staat los van de mogelijkheden tot verstrekking van garanties van oorsprong in de diverse landen, waar in Nederland CertiQ ook voor verantwoordelijk is.

### *Spanje*

In Spanje is de rol van de overheid op hoofdlijnen vergelijkbaar met de rol van de Nederlandse overheid. Net als in Nederland, en afwijkend van Duitsland, kiest Spanje voor uitvoeringsinstaties die op afstand staan van de overheid en niet toebehoren aan marktpartijen.

## 6. Bevindingen

De onderzochte feed-in-systemen verschillen vooral in de implementatie, met als hoofdpunt de mate waarin de risico's van brandstof- en elektriciteitsprijzen verdeeld worden tussen markt en overheid. Er is geen sprake van een optimale verdeling in economische zin; het lijkt om een politiek-economische afweging te gaan. Het is opvallend dat in Duitsland, Spanje en Denemarken het effect van het stimuleringsbeleid op economische bedrijvigheid en werkgelegenheid sterk naar voren komt als motief voor het stimuleringsbeleid. In Nederland wordt hier tot op heden minder aandacht aan besteed.

### *Vast tarief en premie*

In Duitsland wordt een vast feed-in-tarief gebruikt, waardoor de producent geen risico ondervindt van schommelingen in elektriciteitsprijzen. In Nederland wordt binnen de SDE-regeling een premie gegeven op de marktprijs voor stroom, waarbij het totaal van premie en marktprijs constant gehouden wordt. De premie is echter wel aan een maximum gebonden. Het risico op een te lage elektriciteitsprijs is voor rekening van de producent. In Spanje wordt de producent op jaarbasis de keuze gegeven tussen een premie op de stroomprijs of een vast tarief. In de premievariant is het totaal van premie en elektriciteitsprijs aan een minimum en maximum gebonden. Ook Denemarken geeft een premie die varieert met de elektriciteitsprijs, zodanig dat de som van de inkomsten nooit boven een vooraf vastgesteld maximum komt.

### *Categorieën en stapsgewijze tarieven*

Differentiatie in tariefstelling maakt het mogelijk om een veelheid aan techniek-brandstofcombinaties te ondersteunen zonder dat er structurele overstimulering plaatsheeft bij de minder kostbare opties. Kostenverschillen tussen technologieën of schaalgroottes worden doorgaans opgevangen door verschillende categorieën te introduceren. Verschillen binnen een technologie kunnen worden opgevangen door een stapsgewijze of geleidelijke differentiatie toe te passen, zoals bij de Nederlandse AVI's en Duitse en Nederlandse windregelingen het geval is.

### *Flankerend beleid*

Alleen Nederland heeft generiek flankerend ondersteuningsbeleid in de vorm van fiscale regelingen en gunstige condities voor leningen. In sommige gevallen is investeringssubsidie beschikbaar in Spanje, maar deze geldt niet voor alle duurzame energieprojecten. Duitsland geeft wel binnen het feed-in-systeem (stapelbare) bonussen om bijvoorbeeld energetisch rendement en innovatie te stimuleren.

### *Kostentoerekening*

De mate waarin kosten bij de producent, de (regionale) netbeheerder of de overheid liggen, verschilt op twee belangrijke punten:

- *Kapitaalvergoeding*: Bij vaste tarieven neemt de overheid het grootste risico van opbrengstvariatie weg, waardoor de producent projecten tegen gunstiger voorwaarden kan financieren. Het risico verdwijnt niet, maar wordt door een andere partij gedragen; DSO, overheid of consument afhankelijk van het ontwerp.
- *Invoeding*: Aansluitkosten komen in alle gevallen voor de rekening van de producent en zitten dus verwerkt in de feed-in-tarieven. Netverzwaring als gevolg van nieuwe aansluitingen komen alleen in Spanje voor rekening van de producent, in Duitsland en Nederland worden deze kosten gedragen door DSO/TSO. De onbalanskosten die samenhangen met de programmaverantwoordelijkheid worden in Duitsland verdeeld over de DSO's. In Nederland en Spanje worden de kosten gedragen door de producenten.

### *Grootschalige biomassa en afval*

In Duitsland wordt grootschalige inzet van biomassa en afval buiten het feed-in-systeem gehouden. Er wordt verondersteld dat deze stromen voldoende kunnen worden gestimuleerd onder het EU-emissiehandelssysteem. De situatie in Nederland is echter significant anders vanwege het beperkte potentieel op andere technologieën zoals waterkracht. Toch wordt ook in Spanje grootschalige biomassa en hernieuwbare elektriciteit uit afval gestimuleerd.

## Referenties

- Agnolucci, P.(2006): *Use of economic instruments in the German renewable electricity policy*. Energy Policy 34(2006) 3538-3548.
- BMU (2007): *Informationen zur Anwendung von § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2008*. 12-12-2007.
- Böhme, D. (ed) en W. Dürschmidt (2007): *Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung*. BMU, November 2007 Internet update, Berlin.
- Böhme, D. (ed) (2008): *Erneuerbare Energien in Zahlen*. BMU, Berlijn, Juni 2008.
- Bustos, M. (2004): *The new payment mechanism of RES-E in Spain; introductory report*. Spanish Renewable Energy Association (APPA), May 2004
- CIEMAT (2007): *Persoonlijke communicatie mw. Rodríguez*.
- Dena grid study (2005): *Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020*. Summary of the essential results of the study, [www.dena.de](http://www.dena.de), March 2005
- DG Competition (2007): *State aid: Commission opens investigation into regulated electricity tariffs in Spain*. IP/07/93, 25 January 2007.
- EC (2008): *The support of electricity from renewable energy sources, commission staff working document*. SEC(2008) 57, Brussels, January 2008.
- EDP (2007): <http://www.edp.pt/EDPI/Internet/EN/Group/AboutEDP/BusinessEnvironment/SpanishElectricitySystem/SistEI%c3%a9ctES.htm>.
- EWEA (The European Wind Energy Association)(2007): *Wind power installed in Europe by end of 2006 (cumulative)*. [www.ewea.org](http://www.ewea.org).
- Held, A. et al. (2007): *Feed-in systems in Germany, Spain and Slovenia; a comparison*. Karlsruhe, Germany, October 2007
- IEA: *Renewable Energy: Market & Policy trends in IEA countries*. Pag. 296, 2004
- Klein, A., Held, A., Ragwitz, M., Resch, G., Faber, T. (2007): *Evaluation of different feed-in tariff design options - Best practice paper for the International Feed-in Cooperation*. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, and Energy Economics Group.
- Kratz, M., Lehr, U., Nitsch, J., Edler, D., Lutz, C., Erneuerbare Energien (2007): *Arbeitsplatzeffekte 2006 - Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Deutschen Arbeitsmarkt - Follow up*. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), september 2007.
- Lensu, T., Mäkinen, T., et al.(2006): *IA-9 Needs and challenges in implementing key directives- RES-E; Draft final report*. NoE Bioenergy, project no: SES6-CT-2003-502788, December 2006.
- Lucas, H., Etcheverry, J.(2006): *Renewable energy in Spain*. IDAE - International Relations Department. IDAE, September 2006

- Lucas, H.(2008): *Royal Decree 661/2007 of 25<sup>th</sup> May, regulating the electricity production under the special scheme*. IDAE - International Relations Department. IDAE, March 2008.
- Menanteau, P., Finon, D., Lamy, M.L. (2003): *Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy*. Energy Policy 31 (2003) 799-812.
- Menkveld, M., Vries H.J. de, Sambeek, E.J.W. van (2003): *Comparison of feed-in tariffs for renewable electricity in European countries*. ECN-C--03-072, August 2003.
- Ministerie van Economische Zaken (2004): *Tussenevaluatie Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie*. Augustus 2004, bijlage bij kamerstuk 28665 nr 49.
- Ministerio de industria, turismo y comercio (2007): *Boletín trimestral de coyuntura energética, número 52, 4º. trimestre 2007*.
- Montgomery, M., Sander, B., Larsen, O.H.(2006): *Biomass firing: Danish experiences*. Energy Materials 1 (1), pp 17-19, 2006.
- Ragwitz, M., Huber, C.(2004): *Feed-in systems in Germany and Spain and a comparison*. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung.
- REE, 2006 El sistema eléctrico español, Madrid, juni 2007.
- RESA (Renewable Energy Sources Act) (2004): *The main features of the Act on granting priority to renewable energy sources*. Federal ministry for the environment, nature conservation and nuclear safety, July 2004.
- Sambeek, E.J.W. van, Vries, H.J. de, Pfeiffer, A.E., Cleijne, J.W. (2004): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties; advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de periode juli tot en met december 2006 en 2007*. ECN-C--04-101, november 2004.
- SenterNovem (2005): *Bioenergy implementation in Europe; Trendwatching*. January 2005.
- Staatscourant (2006): *Subsidieregeling opwekken duurzame elektriciteit in vergistingsinstallaties*. Ministerie van Economische Zaken, Staatscourant 5 december 2006, nr 237, pagina 10.
- Staiß, F., Schmidt, M., Musiol, F. (ed) (2007): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß 20 EEG*. ZSW, Stuttgart, November 2007.
- Tilburg, X. van, Pfeiffer, E.A., Cleijne, J.W., Stienstra, G.J., Lensink, S.M.(2006): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008; conceptadvies onrendabele topberekeningen*. ECN-E--06-025, september 2006.
- Tilburg, X. van, Cleijne, J.W., Pfeiffer, E.A., Lensink, S.M., Mozaffarian, M., Wakker, A. (2008): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009; eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling*. ECN-E--08-003, januari 2008
- Verrips, A., et al.(2005): *Windenergie op de Noordzee- een maatschappelijke kosten-batenanalyse*. CPB/ECN, 's Gravenhage/Petten, september 2005.
- Vries, H.J. de, Roos, C.J., Beurskens, L.W.M., Kooijman-van Dijk, A.L., Uyterlinde, M.A. (2003): *Renewable electricity policies in Europe; country fact sheets 2003*. ECN-C--03-071, October 2003
- WSH Wind Service Holland (2008): <http://home.wxs.nl/~windsh/nwturtab07.html>.

## Bijlage A Tarieven 2008

Merk op: vergelijking kan op basis van veronderstellingen met betrekking tot technisch-economische parameters en op basis van realisatie van deze parameters. Vooral de elektriciteitsprijs is hierin bepalend voor het daadwerkelijke tarief.

Tabel A. 1 *Tariefstelling feed-in-premie 2008 per categorie (NL)*

Categorie	Tarief <sup>22</sup> [ct/kWh]
Wind op land	3,6 <sup>23</sup>
Wind op zee	n.v.t. <sup>24</sup>
Waterkracht	n.v.t.
Golfenergie	n.v.t.
Getijdenenergie	n.v.t.
Geothermie	n.v.t.
Vaste biomassa <50 MW	6,2
Overige biomassa (waaronder vloeibaar)	n.v.t.
GFT-vergisting, mestcovergisting <50 MW	6,2
Bij- en meestook van biomassa	n.v.t.
Stortgas, AWZI, RWZI	0,0 <sup>25</sup>
Zon-PV 0,6 kW-3,5 kW	33,0
AVI	-0,6 tot 1,6 <sup>26</sup>

<sup>22</sup> Tarief op basis van een jaargemiddelde elektriciteitsprijs van 5,81 ct/kWh.

<sup>23</sup> Effectieve subsidie voor een installatie van 2200 vollasturen.

<sup>24</sup> N.v.t. impliceert dat de categorie wel benoemd is in het besluit SDE, maar dat er per april 2008 geen budget voor open is gesteld.

<sup>25</sup> Het basisbedrag is 5,8 ct/kWh. Indien de jaargemiddelde elektriciteitsprijs onder de 5,8 ct/kWh zakt, wordt dus wel subsidie uitgekeerd.

<sup>26</sup> Tarief afhankelijk van rendement van de installatie. Een tarief minder dan 0 betekent dat er geen subsidie-uitbetaling plaatsvindt.

Tabel A.1 *Tariefstelling vast tarief 2008 per categorie (DE)*

Hernieuwbare technologie	Categorie <sup>27</sup>	Feed-in-tarief [ €ct/kWh]			Degressie [%] 5% (6.5% voor 'Overig')	
		Geïnstalleerd op gebouwen	Geïntegreerd op de façades van gebouwen	Overig		
ZonPV	< 30 kW	46,75	51,75	35,49		
	30 kW-100 kW	44,48	49,48			
	> 100 kW	43,99	48,99			
-----						
Biomassa		Algemeen	Hernieuwbare bronnen	WKK	Gebruikt hout	1,5%
	< 150 kW	10,83	16,83	12,83	3,66	
	150-500 kW	9,32	15,32	11,32		
	500 kW-5 MW	8,38	12,38 (10,88 voor hout)	10,38		
	5 MW-20 MW	7,91	7,91	9,91		
-----						
Waterkracht						
<i>Grootschalig</i>	< 500 kW		7,36			1%
	500 kW-10 MW		6,38			
	10 MW-20 MW		5,86			
	20 MW-50 MW		4,38			
	50 MW-150 MW		3,54			
<i>Kleinschalig</i>	< 500 kW		9,67			-
	< 5 MW		6,65			
Geothermisch	< 5MW		15,00			1%, vanaf 2010
	5 MW-10 MW		14,00			
	10 MW-20 MW		8,95			
	> 20 MW		7,16			
-----						
Wind						
<i>Offshore</i>		Geïnstalleerd voor 31-12-2010, eerste 12 jaar	8,92	Geïnstalleerd na 31-12-2010 en na 12 jaar	6,07	2%, vanaf 2008
<i>Onshore</i>		Voor tenminste 5 jaar na installatie	8,03	Na enige tijd, afhankelijk van de opbrengst	5,07	2%
-----						
Stort-, riool- en mijngas				Bij gebruik van specifieke innovatieve technologieën		1,5%
	< 500 kW		7,22		9,22	
	500 kW-5 MW (mijngas>5MW)		6,25		8,25	
	> 5 MW	Marktprijs wordt betaald voor de capaciteit boven 5 MW				

Bron: (BMU: [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/verguetungssaetze\\_nach\\_eeg.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/verguetungssaetze_nach_eeg.pdf)).

<sup>27</sup> Anders dan in Nederland, kan een installatie in Duitsland subsidie krijgen uit meerdere categorieën. Zo krijgt een kleinschalige waterkrachtinstallatie van 1 MW, voor de helft (0-500 kW) 9,67 ct/kWh subsidie, en voor de andere helft (500 kW-1 MW) 6,65 ct/kWh.



Tabel A.2 *Tariefstelling 2008 per categorie vast tarief en premie (ES)*

Technologie categorie		Vermogen	Periode 1	Periode 2	Vast tarief periode 1	Vast tarief periode 2	Referentiepremie periode 1	Referentiepremie periode 2	Bovengrens	Ondergrens
		[MW]	[jr]	[jr]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]
b.1: Zon	b.1.1: Fotovoltaïsch	≤ 0,1	1-25	> 25	44,0	35,2				
		0,1 - 10	1-25	> 25	41,8	33,4				
		10 - 50	1-25	> 25	23,0	18,4				
	b.1.2: Zonthermisch		1-25	> 25	26,9	21,5	25,4	20,3	34,4	25,4
b.2: Wind	b.2.1: Wind op land		1-20	> 20	7,3	6,1	2,9	0,0	8,5	7,1
b.3: Geothermisch / oceaan			1-20	> 20	6,9	6,5	3,8	3,1		
b.4: Hydro (kleinschalig)		< 10	1-25	> 25	7,8	7,0	2,5	1,3	8,5	6,5
b.5: Hydro (grootschalig)		10 - 50	1-25	> 25	*	**	2,1	1,3	8,0	6,1
b.6: Biomassa	b.6.1: Energiegewassen	≤ 2	1-15	> 15	15,9	11,8	11,5	0,0	16,6	15,4
		> 2	1-15	> 15	14,7	12,3	10,1	0,0	15,1	14,3
	b.6.2: Agro residuen	≤ 2	1-15	> 15	12,6	8,5	8,2	0,0	13,3	12,1
		> 2	1-15	> 15	10,8	8,1	6,2	0,0	11,2	10,4
	b.6.3: Residuen uit bosbouw	≤ 2	1-15	> 15	12,6	8,5	8,2	0,0	13,3	12,1
		> 2	1-15	> 15	11,8	8,1	7,3	0,0	12,3	11,4
b.7: Biomassa	b.7.1: Stortgas		1-15	> 15	8,0	6,5	3,8	0,0	9,0	7,4
	b.7.2: Vergistingsgas	≤ 0,5	1-15	> 15	13,1	6,5	9,8	0,0	15,3	12,4
		> 0,5	1-15	> 15	9,7	6,5	5,8	0,0	11,0	9,6
	b.7.3: Mestverbranding vloeibare biobrandstoffen		1-15	> 15	5,4	5,4	3,1	0,0	8,3	5,1
b.8: Biomassa uit industriële processen	b.8.1: Agro residuen	≤ 2	1-15	> 15	12,6	8,5	8,2	0,0	13,3	12,1
		> 2	1-15	> 15	10,8	8,1	6,2	0,0	11,2	10,4
	b.8.2: Residuen uit bosbouw	≤ 2	1-15	> 15	9,3	6,5	4,9	0,0	10,0	8,8
> 2		1-15	> 15	6,5	6,5	1,9	0,0	6,9	6,1	
	b.8.3: Black liquor	≤ 2	1-15	> 15	9,3	6,5	5,2	0,0	10,0	8,8
		> 2	1-15	> 15	8,0	6,5	3,2	0,0	9,0	7,5

Bron: Koninklijk besluit 661/2007/Held *et al.*, 2007.