

Hernieuwbare elektriciteit; subsiëren of verplichten?

Analyse van argumenten voor en tegen een
verplichting voor hernieuwbare elektriciteit

Rapport
Delft, mei 2010

Opgesteld door:
D. (Dorien) Bennink
M.J. (Martijn) Blom
F.J. (Frans) Rooijers

Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

D. (Dorien) Bennink, M.J. (Martijn) Blom, F.J. Rooijers

Hernieuwbare elektriciteit; subsidiëren of verplichten?

Analyse van argumenten voor en tegen een verplichting voor hernieuwbare elektriciteit

Delft, CE Delft, mei 2010

Energievoorziening / Elektriciteit / Duurzame energie / Regelgeving / Analyse

Publicatienummer: 10.3209.41

Opdrachtgever: VME.

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Dorien Bennink.

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.



Voorwoord

Om een betrouwbare en schone energievoorziening veilig te stellen, is een transitie nodig van een energievoorziening gebaseerd op fossiele bronnen naar een energievoorziening op basis van hernieuwbare bronnen.

In het afgelopen jaar is in verschillende sessies een visie ontwikkeld van de Vereniging voor Marktwerking in Energie (VME) hoe marktpartijen het beste geprikkeld kunnen worden om deze transitie te realiseren en welke ondersteunende marktcondities nodig zijn om een structurele 'markt voor duurzaam' te creëren. Hierin is onder andere het introduceren van een verplichting voor energieleveranciers, om een (groeidend) aandeel van de door hen geleverde elektriciteit te betrekken uit hernieuwbare bronnen.

VME heeft aangegeven meer inzicht te willen in de voor- en nadelen van een verplichting voor hernieuwbare elektriciteit in vergelijking met andere stimuleringsregimes voor hernieuwbare elektriciteit in Europa, waaronder de huidige Nederlandse SDE-regeling. In dit rapport worden de verplichtingssystemen in België (Vlaanderen), Polen, het Verenigd Koninkrijk en Zweden en de subsidiesystemen in Nederland, Denemarken, Duitsland en Spanje besproken.





Inhoud

	Samenvatting	7
1	Inleiding	15
1.1	Achtergrond	15
1.2	Doel	16
1.3	Aanpak	17
1.4	Analysekader	17
1.5	Leeswijzer	19
2	Beschrijving systemen	21
2.1	Voortgang ten aanzien van Europese HE-doelen	21
2.2	Stimuleringsregimes HE algemeen	21
2.3	Subsidiesystemen (SDE en feed-in systemen)	22
2.4	Verplichting	24
3	Vergelijking landen	29
3.1	Inleiding	29
3.2	Subsidiesystemen	29
3.3	Verplichtingensysteem	34
4	Analyse systemen	41
4.1	Inleiding	41
4.2	Effectiviteit	41
4.3	Kosteneffectiviteit	44
4.4	Mate van zekerheid	47
5	Een verplichting in Nederland	49
5.1	Inleiding	49
5.2	Liquiditeit certificatenmarkt	49
5.3	Voorkomen 'overmatige' winsten producenten	50
5.4	(Veranderende) rol SDE-regeling	50
6	Conclusies	53
6.1	Inleiding	53
6.2	Conclusies	53
6.3	Hernieuwbare elektriciteit in Nederland: subsidiëren of verplichten?	55
	Literatuurlijst	59





Samenvatting

Een verschuiving van investeringen naar hernieuwbare bronnen is nodig.

Investeren in hernieuwbare bronnen is te vrijblijvend.

Subsidie of verplichting? Europese landen kiezen verschillend.

Is Nederlandse subsidie-systeem houdbaar bij groot volume hernieuwbare elektriciteit?

Inleiding

Een Europese transitie van de elektriciteitsvoorziening in de komende 40 jaar vergt dat de energiebedrijven hun investeringen verschuiven van traditionele kolen- en gascentrales naar windparken (op land en zee) en biomassacentrales en op naar zonne-energie en waterkracht. De kostprijs van deze technieken is structureel hoger dan die voor de traditionele technieken en ze zullen dus niet vanzelf in de plaats komen van traditionele investeringen.

De doelstelling van 20% hernieuwbare energie in Nederland is een verantwoordelijkheid van de overheid. Deze verantwoordelijkheid is niet één op één doorvertaald naar energiebedrijven. De Nederlandse subsidieregeling voor duurzame elektriciteit (SDE) biedt bedrijven weliswaar de mogelijkheid om hernieuwbare elektriciteit concurrerend te produceren, maar is wel vrijblijvend. Aangezien energiebedrijven niet verantwoordelijk zijn voor de hernieuwbare energiedoelstelling, kan niet verwacht worden dat zij bij een overcapaciteit in conventioneel vermogen zullen gaan investeren in duurzame elektriciteitsprojecten. Het directe belang voor energiebedrijven ontbreekt, omdat de incentives (prijzen, subsidies, verplichtingen) nog onvoldoende sturend zijn in de richting van de structurele transformatie van de energievoorziening die op lange termijn nodig is. De energiebedrijven kennen op basis daarvan (kosten-batenanalyse) een sterker belang toe aan conventioneel vermogen dan hernieuwbaar vermogen en hernieuwbare energie is nog steeds iets wat grote energiebedrijven 'erbij' doen (CE, 2009). Afgezet tegen de huidige groei van het aandeel hernieuwbaar is dit onvoldoende om de doelstelling voor 2020 te halen en daarmee ook de lange termijn energietransitie vorm te geven. Voor deze transitie is het zaak om investeringen in energie zo snel mogelijk te verschuiven naar hernieuwbare bronnen, gegeven de levensduur van investeringen in conventionele centrales.

Om investeringen in hernieuwbare elektriciteit te stimuleren, hanteren Europese landen verschillende stimuleringsregimes. Grofweg kunnen deze instrumenten in twee hoofdcategorieën worden verdeeld: subsidieregelingen en systemen waarbij leveranciers van elektriciteit verplicht zijn een minimaal aandeel van de door hen geleverde elektriciteit te verduurzamen (HE-verplichting)¹. In Nederland wordt elektriciteit uit hernieuwbare bronnen gestimuleerd via de SDE-regeling (Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie), die kan worden getypeerd als een subsidieregeling.

Op dit moment vindt in Nederland discussie plaats over de toekomst van het stimuleringsinstrumentarium voor HE. Enerzijds vanwege de vraag of met de Nederlandse SDE-regeling in zijn huidige vorm de doelstelling voor

¹ Het is eveneens mogelijk om een verplichting voor hernieuwbare elektriciteit te laten rusten op *producenten* in plaats van leveranciers (Italië is het enige land dat momenteel een dergelijk systeem kent). In dit rapport wordt deze verplichtingvariant niet uitgebreid besproken omdat een producentenverplichting, zonder EU-harmonisering, leidt tot verslechtering van de concurrentiepositie van Nederlandse producenten t.o.v. buitenlandse concurrenten.



hernieuwbare energie zal worden gehaald² en tegelijkertijd een stabiel investeringsklimaat en een structurele markt worden gecreëerd voor HE, ook ná 2020. Anderzijds vanwege de brede heroverwegingen (bezuinigingen) en de aankomende kabinetsformatie. Daarbij wordt de invoering van een Nederlandse verplichting voor leveranciers van hernieuwbare elektriciteit beschouwd als een mogelijk alternatief. Dit vereist een cultuuromslag; van oudsher is de Nederlandse energiesector gewend om te werken met subsidies om zo bedrijven te verleiden te investeren in elektriciteit uit hernieuwbare bronnen³. In andere sectoren is het echter al langer gebruikelijk om te werken met normen. Denk bijvoorbeeld aan de transportsector (een minimumaandeel biobrandstoffen) en de gebouwde omgeving (energieprestatie-eis voor nieuwbouw).

Is een verplichting 'beter' dan een subsidie?

In dit rapport wordt onderzocht of een HE-verplichting, in vergelijking met de huidige SDE-regeling en andere vormen van subsidieregelingen:

- effectiever en doelmatiger is in het realiseren van de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit op de *korte termijn* (tot 2020);
- beter in staat is om een stabiel investeringsklimaat te creëren zodat een structurele markt voor HE ontstaat met het oog op de *lange termijn* energietransitie, ook na 2020. Kernvraag daarbij is: hoe worden energiebedrijven het meest effectief geprikkeld om te (blijven) investeren in hernieuwbare energie zodat het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen na 2020 verder zal (blijven) groeien?

Vergelijking van Nederlandse situatie met zeven andere landen en hun stimuleringsregimes.

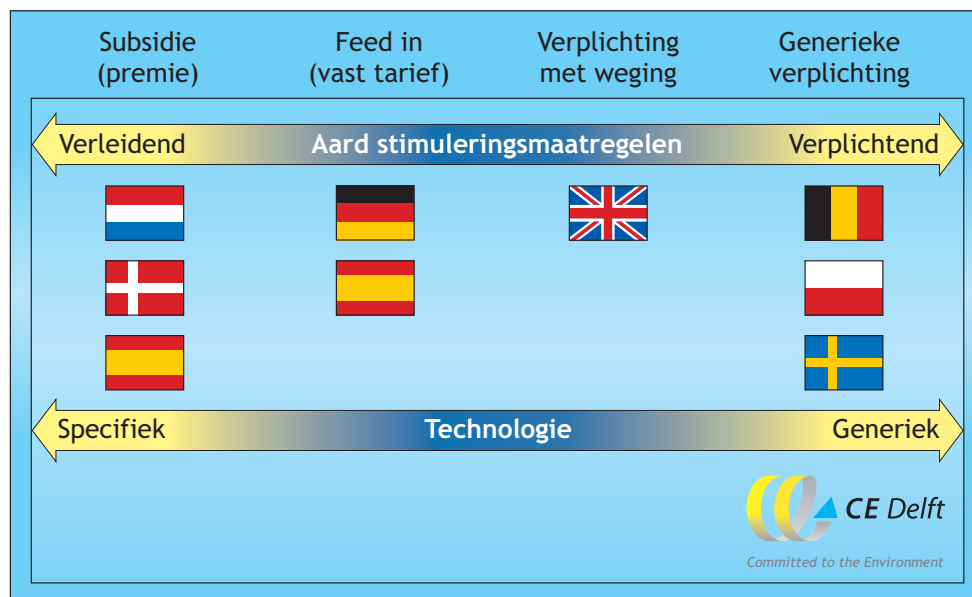
Aan de hand van voorbeelden uit het buitenland met verschillende stimuleringsregimes voor HE: Denemarken, Duitsland en Spanje (alle subsidie-regelingen) en België, Polen, Verenigd Koninkrijk en Zweden (alle HE-verplichting), zijn de voor- en nadelen van beide systemen op een rijtje gezet. Vervolgens is bekeken of het introduceren van een verplichting in Nederland zinvol kan zijn en of daarvoor de juiste marktcondities aanwezig zijn. In Figuur 1 zijn de verschillende stimuleringsregimes in de verschillende landen naast elkaar gezet.

² In Nederland bestaat een aanzienlijk deel van de HE-productie uit bij-/meestook van biomassa in bijvoorbeeld kolencentrales. Binnen de SDE wordt jaarlijks de van toepassing zijnde subsidiebedragen vastgesteld. Omdat het een weinig kapitaalintensieve vorm van HE-opwekking is, kan bij afschaffing/versoering van subsidies van het ene op het ander jaar het aandeel elektriciteit uit biomassa enorm afnemen. Dat deed zich in 2007 bijvoorbeeld voor als gevolg van de plotselinge beëindiging van de oude MEP-regeling.

³ Hetzelfde geldt in landen als Duitsland en Spanje.



Figuur 1 Illustratie verschillende stimuleringsregimes



Bron: CE Delft, 2010.

Analysekader toetst effectiviteit, doelmatigheid en invloed op investeringsklimaat.

Analysekader

In de studie is een vergelijking uitgevoerd van het functioneren van de verschillende verplichtingensystemen en subsidiesystemen zowel vanuit de theorie als vanuit de empirie van verschillende landen. Dit is gebeurd aan de hand van de volgende criteria:

- effectiviteit (doeltreffendheid) in termen van het halen van de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit voor 2020 (korte termijn);
- kosteneffectiviteit (doelmatigheid): de relatieve kosten waarvoor de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit van 2020 (korte termijn) gehaald wordt;
- mate van zekerheid die het systeem biedt aan de producenten van hernieuwbare elektriciteit (micro: investeringsklimaat; korte termijn) en mate waarin wordt bijgedragen aan een structurele markt voor HE in Nederland (macro: stabiliteit), ook *na* 2020 (lange termijn).

Voor zowel subsidiesystemen als verplichtingensystemen is bekeken hoe ze 'scoren' op bovengenoemde punten en of daaruit geconcludeerd kan worden dat het ene systeem 'overall' beter is dan het andere.

Effectiviteit

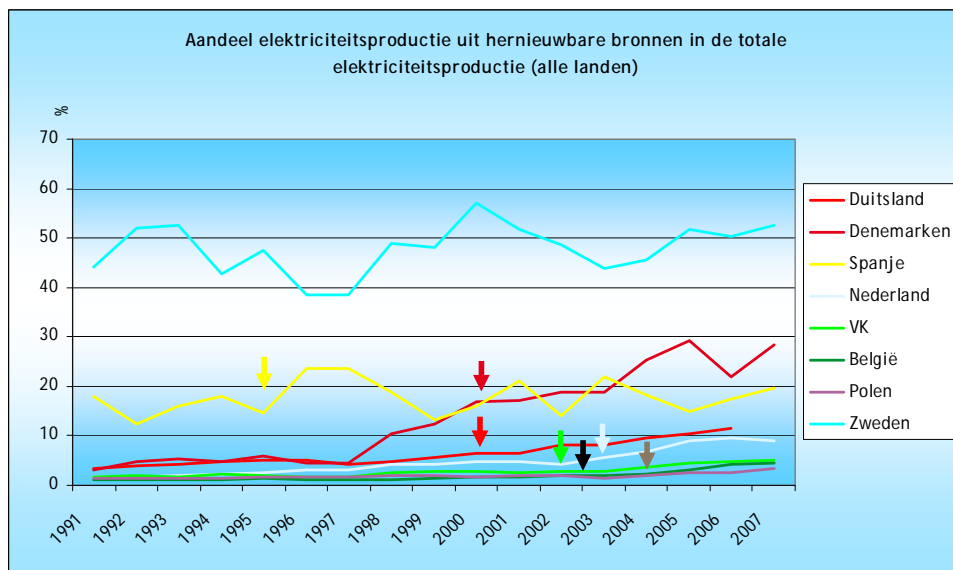
Bij een verplichtingensysteem kan, met grotere zekerheid dan bij een subsidieregime, worden gezegd hoeveel HE-productie gehaald wordt. Wat de kosten voor de maatschappij zullen zijn, is niet op voorhand duidelijk. Dit is afhankelijk van hoe het systeem wordt vormgegeven en wat de hoogte van de certificaatprijs zal zijn. In een subsidiesysteem met maximumbudgetten, zoals de huidige SDE-regeling, zijn de kosten van het systeem weliswaar beheersbaar, maar is onzeker of voor het gereserveerde bedrag de HE-doelen gehaald gaan worden.

Bij verplichting wordt doel gehaald, maar zijn kosten onzeker. Bij een subsidie zijn kosten beter beheersbaar, maar halen doel onzeker.

Aandeel hernieuwbare elektriciteit op dit moment meestal hoger in landen met een subsidie-systeem. In landen met een verplichting is toenemende trend te zien.

In Figuur 2 is de ontwikkeling van het aandeel elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen voor alle onderzochte landen weergegeven (in % van de totale elektriciteitsproductie). Met behulp van pijlen is aangegeven wanneer in de verschillende landen relevant stimuleringsinstrumentarium is geïntroduceerd. In het algemeen is (de groei van) het aandeel elektriciteitsproductie (MWh) uit hernieuwbare bronnen relatief hoger in landen met een subsidiesysteem. Uitzondering daarop is Zweden. In de andere landen met een leveringsverplichting (België, Polen en het Verenigd Koninkrijk) is vanaf 2002-2003 een toenemende trend te zien van het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen.

Figuur 2 Ontwikkeling HE-productie als % van totale elektriciteitsproductie in onderzochte landen



Bron: Eurostat, 2007

Ervaringen nog te beperkt voor definitief oordeel. Inregeltijd nodig.

Als gekeken wordt naar de ervaringen in het buitenland met de doeltreffendheid van de verschillende stimuleringsregimes dan lijkt onder meer de verhouding tussen de ondersteuning en de gemiddelde kosten van een techniek van invloed op de stimulans die ervan uitgaat. Doordat de exacte vormgeving en inregeling van een stimuleringsregime veel invloed heeft op de effectiviteit, is het niet goed mogelijk om algemene conclusies te trekken over de effectiviteit van beide typen stimuleringsregimes. Daar komt bij dat verplichtingensystemen nog relatief jong zijn en er nog maar weinig praktijk-informatie beschikbaar is over de effectiviteit ervan en de wijze waarop ontwerpcriteria binnen een dergelijk verplichtingensysteem daarop van invloed zijn.

Daarnaast spelen ook niet-economische belemmeringen een rol bij de effectiviteit van de verschillende steunregelingen. Daarbij gaat het om belemmeringen zoals vertraging en uitstel in besluitvormingsprocedures/vergunningen en beperkingen in de toegang tot het net.



Bij verplichting ontstaat concurrentie tussen, bij subsidie enkel binnen hernieuwbare technieken.

Kosteneffectiviteit

Theoretische analyse maakt aannemelijk dat een verplichting in staat is om het target zo efficiënt mogelijk te behalen (CPB, 2009), dat wil zeggen: tegen de laagst mogelijke *maatschappelijke* kosten. Concurrentie op de markt leidt tot een prikkel voor kostenreductie op de langere termijn. Door de werking van de markt worden de technieken met de laagste kosten geselecteerd, waardoor de kosten voor het behalen van de doelstelling lager uit kunnen vallen dan onder een subsidiesysteem (hetzij met feed-in tarieven, hetzij met vergoedingen). Bij een subsidiesysteem is deze prikkel weliswaar aanwezig als het gaat om concurrentie *binnen* biomassa en windprojecten, maar afwezig als het gaat om concurrentie *tussen* technieken. Op termijn, als kostprijverschillen gering zijn en er een structurele markt door hernieuwbare energie is ontstaan, is deze drive om kosten te verlagen cruciaal. Ook het probleem van informatieasymmetrie bij het jaarlijks vaststellen van subsidiebedragen kan ertoe leiden dat het halen van de HE-doelen en het realiseren van de transitie meer kost dan nodig.

Subsidie biedt vanuit microperspectief meeste zekerheid voor investeerders; m.b.t. macroperspectief (investeederperspectief) en halen doelen 'scoort' verplichting waarschijnlijk beter.

Regimes kunnen verschillende gevolgen hebben voor de lasten voor de elektriciteitsproducent. Risico's op beleidswijzigingen en veranderende marktontwikkelingen kunnen zich vertalen in een hogere elektriciteitsprijs voor afnemers. Bij een voor (bijvoorbeeld) tien jaar lang verzekerde subsidie is de zekerheid voor een investeerder groter dan onder een verplichting waarin de toekomstige certificaatprijs afhankelijk is van schaarste op de certificaatmarkt en beleid inzake de verplichting. Deze risico's worden doorgegeven in een hogere certificaatprijs aan de elektriciteitsafnemer. Keerzijde is dat de overheid bij een subsidiesysteem wordt geconfronteerd met een onzekere omvang van elektriciteit die uit hernieuwbare bronnen wordt geproduceerd. In zekere zin hangt er een prijskaartje aan de verantwoordelijkheid die, bij toepassing van een verplichting, bij marktpartijen wordt gelegd voor het bereiken van de HE-targets en de verminderde flexibiliteit van de productie van groene stroom⁴.

Overwinsten leiden tot maatschappelijke weerstand in VK.

Afhankelijk van de vormgeving van de stimuleringsregimes kan in meer of mindere mate sprake zijn van overwinsten. Wij merken expliciet op dat het bestaan van overwinsten weliswaar voor de kosten van de eindgebruiker van belang is, maar uit maatschappelijk oogpunt een verdelingsvraagstuk betreft tussen producent (meer winst) en consument (hogere elektriciteitsrekening). Overwinsten onder een verplichting doen kortom niets af aan de verwachting dat de maatschappelijke kosten lager zullen zijn. Voor het draagvlak van een verplichting is het bestaan van winsten die niet toe te rekenen zijn aan 'goed ondernemerschap' zeer schadelijk, zo leert de ervaring in het VK. Subsidiesystemen worden meestal gedifferentieerd naar technologie en vermijden overwinsten, mits voldoende categorieën onderscheiden worden.

Landen kennen mengvormen voor stimulering, eindconclusies lastig.

Wie uiteindelijk precies welk risico en welke kosten draagt, hangt af van het exacte ontwerp van de regeling. Ook hier geldt dat opgepast moet worden met een algemene conclusie alsof er één type verplichting of één type subsidie-regeling zou bestaan. Uit de analyses en bestudeerde literatuur over ervaringen in het buitenland blijkt dat het te vroeg is om op basis van de bevindingen een algemeen oordeel te geven over de kosteneffectiviteit van verschillende stimuleringsystemen. De ervaringen met verplichtingensystemen, en daarmee de beschikbare evaluatiegegevens, zijn op dit moment nog beperkt.

⁴ Zowel Duitsland als Spanje, beide (deels) gebruikmakend van vaste feed-in tarieven, hebben bestaande regelingen inmiddels versoerd of aangekondigd deze (verder) te gaan versoeren. Ook is niet gegarandeerd dat de HE-doelstelling wordt gehaald.



Subsidie betekent zekerheid voor toegekende projecten.

Investeringsklimaat en structurele marktcondities voor HE

Bij subsidieregelingen zijn producenten verzekerd van een subsidie voor een gegeven aantal jaren, onafhankelijk van latere beleidswijzigingen. Bij een verplichting hangt de vergoeding af van de certificaatprijs die onzeker is in de toekomst. Naast risico op de certificaatmarkt ontstaat een tweede risico-component: het risico op beleidswijziging (boete, hoogte van target en 'technologiebanding'). In dat opzicht brengen subsidieregelingen op de korte termijn (*microniveau*) voor eenmaal toegekende projecten minder markt-onzekerheid voor individuele investeerders met zich mee.

Subsidie onzeker voor toekomstige projecten.

Op *macroniveau* (toekomstige projecten die op de rol staan) staat het investeringsklimaat voor de gehele sector centraal. Dit hebben we met name vertaald in de vraag in hoeverre er voor energiesector als geheel een stabiel vooruitzicht is op een markt voor hernieuwbare elektriciteit. Met andere woorden: op welke wijze worden energiebedrijven het meest effectief geprikkeld om te (blijven) investeren in hernieuwbare energie zodat het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen *na 2020* verder zal (blijven) groeien?

Verleiden onvoldoende voor benodigde omslag.

Subsidies *kunnen* bedrijven ertoe te verleiden om te investeren in hernieuwbare elektriciteit; bedrijven *kunnen* hiervoor kiezen, maar zijn daartoe niet verplicht. Naarmate het aandeel hernieuwbare elektriciteit verder zal (moeten) toenemen, is enkel verleiden niet genoeg. Zeker in een situatie van overcapaciteit en lage elektriciteitsprijzen, biedt een verplichting meer zekerheid om nieuw vermogen uit hernieuwbare bronnen op te nemen in de merit order. Bovendien zijn subsidiesystemen die zijn gebaseerd op genereuze (open einde-)feed-in tarieven op termijn niet houdbaar. Dit blijkt uit recente aanpassingen van de subsidiesystemen in Spanje en Duitsland.

Groot volume hernieuwbare elektriciteit vraagt nu al om andere investeringen.

Hernieuwbare elektriciteit in Nederland: subsidiëren of verplichten?

Op basis van de analyse van ontwikkelingen tot op heden (ervaringen buitenland) zijn er geen duidelijke aanwijzingen dat een leveringsverplichting een (kosten)effectiever instrument is dan een subsidie zolang het aandeel hernieuwbare elektriciteit nog relatief beperkt is. Echter, ter ondersteuning van de *langere termijn energietransitie*, zal vanaf 2015 de geleidelijke invoering van een leveringsverplichting voor de Nederlandse onmisbaar zijn. De energietransitie vereist het ombuigen van investeringen. Om deze fundamentele omslag van investeringen in conventionele bronnen naar investeringen in hernieuwbare bronnen op tijd te realiseren is snelheid geboden; nu wordt in Nederland nog vooral geïnvesteerd in conventionele bronnen als kolencentrales. Ook is het belangrijk om voldoende tijd te reserveren voor het zorgvuldig 'inregelen' van een leveringsverplichting. Ervaring in met name het Verenigd Koninkrijk leert dat de invoering gepaard kan gaan met 'kinderziektes' en aanloopproblemen.

Beleid moet verschillende fases energietransitie met gepast instrumentarium faciliteren.

De verschillende ontwikkelingsstadia van hernieuwbare elektriciteit vereisen verschillende beleidsbenaderingen. Er is sprake van een *voortdurende ontwikkeling* van prille technische oplossingen (voorbereidingsfase) tot volwassen marktrijpe duurzame technieken (nichemarkt), die echter nog niet volledig de concurrentie met 'grijze' stroom aankunnen. Om in elk van deze fasen de leercurve zo snel mogelijk te doorlopen, moeten de beleidsinterventies en instrumenten zo goed mogelijk aan sluiten bij de specifieke technische fase. Iedere fase vereist een eigen beleidsinstrumentarium. Een technologie doorloopt fasegewijs alle verschillende stimuleringsregimes, afhankelijk van de technologische fase waarin deze verkeert:

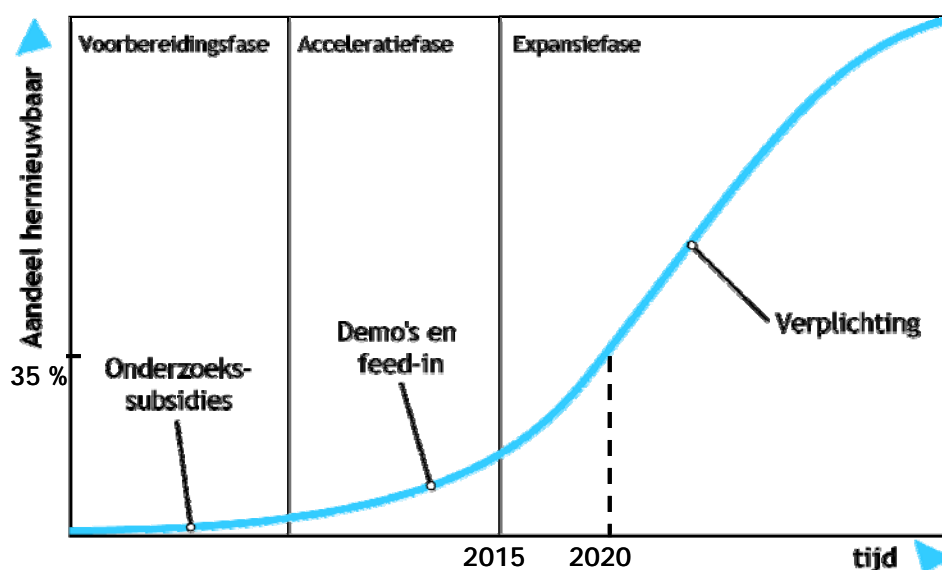
- R&D-stimulering wordt langzaam afgebouwd naarmate de technologie rijp is voor marktintroductie.



- **Techniekgedifferentieerde subsidies** zorgen voor concurrentie binnen een bepaalde technologische optie (bijvoorbeeld wind versus wind), maar nog niet tussen technologische opties. Naarmate een technologie meer marktrijp is, kunnen de specifieke subsidies afgebouwd worden.
- Alle hernieuwbare technieken vallen uiteindelijk in een regime van één **generieke verplichting** waarmee een afgeschermd markt voor hernieuwbaar wordt gecreëerd. In deze afgeschermd markt moeten de verschillende hernieuwbare technologieën nu ook met elkaar concurreren om het benodigd totaalvolume in te vullen, nog wel afgeschermd van de 'conventionele stroommarkt'.

In Figuur 3 hieronder is het bovenstaande geïllustreerd (verschillende fasen in de te doorlopen leercurve).

Figuur 3 Effectief instrumentarium in de verschillende ontwikkelingsfasen



Subsidie en verplichting vullen elkaar aan, afhankelijk van ontwikkelfase techniek.

Daar waar er op het eerste gezicht grote verschillen lijken te bestaan tussen 'concurrerende' stimuleringsystemen als subsidieregelingen en een verplicht aandeel hernieuwbaar, liggen de twee systemen nu in elkaars verlengde. Elk systeem sluit optimaal aan bij de betreffende ontwikkelingsfase.

De markt voor hernieuwbare elektriciteit zal stapsgewijs moeten worden opgebouwd, waarbij tijdige invoering (vanaf 2015) van een leveringsplicht gewenst is. Voor de duurdere technieken (wind-op-zee en zon-PV) kan een systeem van subsidies blijven bestaan. Door de introductie van een leveringsverplichting voor marktrijpe technieken (in eerste instantie biomassa- en wind-op-land-opties) ontstaat er een structurele markt en kunnen biomassa- en windenergieprojecten concurreren om de laagste prijs.

Randvoorwaarden effectieve verplichting: liquide certificatenmarkt, boetes en dempen overwinsten.

Om een verplichting kosteneffectief te laten werken en voldoende draagvlak te genereren, is nodig:



- Een voldoende liquide certificatenmarkt; de omstandigheden daarvoor zijn volgens het CPB in Nederland in voldoende mate aanwezig (CPB, 2009). Op termijn kunnen bovendien Europese certificatenmarkten aan elkaar gekoppeld worden om de liquiditeit te vergroten.
- Een boete die voldoende hoog is, waarbij de opbrengsten van de betaalde boetes gebruikt worden voor het stimuleren van duurdere vormen van hernieuwbare elektriciteit bijvoorbeeld.
- Het beperken van (te grote) overwinsten van producenten zodat consumenten niet onevenredig de kosten dragen van de verduurzaming van de energievoorziening. Aan de andere kant moet er wel voldoende prikkel zijn voor energiebedrijven om te investeren in technieken die nu nog niet marktrijp zijn, maar wel nodig voor de energietransitie (innovatie).

Verplichting vanaf 2015
nodig vanwege
noodzakelijke volume
hernieuwbare elektriciteit
en tijdig 'inregelen'.

De verwachting is dat, nu nog duurdere, opties als wind-op-zee pas vanaf 2020 een substantiële bijdrage zullen gaan leveren aan het (verder) vergroten van het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. Een verplichting voor hernieuwbare elektriciteit kan, en hoeft dus niet van vandaag op morgen te worden ingevoerd, wel is het nodig om nu vast te starten met de noodzakelijke voorbereidingen voor invoering van een dergelijke verplichting vanaf 2015. Door in de aankomende kabinetsperiode uit te werken hoe de introductie, en toekomstige uitbreiding, van een verplichting eruit kan komen te zien, weten marktpartijen op tijd waar ze aan toe zijn en welke impact dit heeft op hun positie in de markt. Ook een eventuele aanpassing van de huidige SDE moet daarbij worden betrokken. Door nu met deze voorbereidingen te beginnen kan bovendien een zorgvuldige vormgeving ('inregeling') van de verplichting voor hernieuwbare elektriciteit worden gewaarborgd en kunnen actuele ervaringen met verplichtingensystemen in het buitenland worden betrokken bij de vraag hoe een systeem van verplichtingen in Nederland het beste kan worden vormgegeven.



1 Inleiding

1.1 Achtergrond

EU-doelstelling 2020 betekent voor Nederland ongeveer 55 TWh hernieuwbare elektriciteit.

De doelstellingen voor verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening zijn ambitieus. Binnen een periode van 40 jaar wil de elektriciteitssector naar volledig klimaatneutrale elektriciteitsproductie, wil de Europese overheid naar een CO₂-reductie van 80-95% ten opzichte van 1990 en moet als eerste stap in 2020 de CO₂-emissie met 20% zijn gereduceerd en het aandeel hernieuwbare energie 20% bedragen; de zogenaamde 20-20-20 doelstelling van de Europese Unie. Voor Nederland betekent dit 14 % energie uit hernieuwbare bronnen, zowel voor elektriciteit, verwarming, motorbrandstoffen, etc. In het programma Schoon en Zuinig gaat de regering er vanuit dat in 2020 circa 35% van de elektriciteitsproductie wordt opgewekt uit hernieuwbare bronnen; dat is ongeveer 55 TWh. Wind-op-land, wind-op-zee en biomassa zijn de drie energiebronnen die daarvoor moeten gaan zorgen.

Realisatie EU-doelstellingen 2020 wordt per lidstaat anders aangepakt.

Voor wind wordt momenteel subsidie verstrekt ter dekking van de onrendabele top (SDE-regeling), voor grootschalige biomassatoepassingen (bij-/meestoken in elektriciteitscentrale bijv.) is geen regeling van toepassing en wordt naarstig gezocht naar een acceptabel instrumentarium. Zon-PV (zonnepanelen) en enkele kleinschalige biomassatoepassingen worden eveneens gestimuleerd via de SDE, maar leveren in 2020 geen substantiële bijdrage aan de genoemde 55 TWh.

Ook in Europese landen om ons heen zijn de ambities voor het vergroten van het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen hoog. Sommige landen hebben, net als Nederland, een subsidiesysteem opgetuigd om het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen te vergroten. Voorbeelden daarvan zijn Duitsland, Denemarken en Spanje. Een aantal andere landen heeft daarentegen een systeem ingevoerd waarbij een verplichting geldt voor energieleveranciers om een groeiend aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen te leveren (België, Zweden, Verenigd Koninkrijk, Polen)⁵.

De doelstelling van 20% hernieuwbare energie in Nederland is een verantwoordelijkheid van de overheid. Deze verantwoordelijkheid is niet één op één doorvertaald naar energiebedrijven. De subsidieregeling voor duurzame elektriciteit (SDE) biedt bedrijven weliswaar de mogelijkheid om hernieuwbare elektriciteit concurrerend te produceren, maar is wel vrijblijvend. Aangezien energiebedrijven niet verantwoordelijk zijn voor de hernieuwbare energie-doelstelling, kan niet verwacht worden dat zij bij een overcapaciteit in conventioneel vermogen 'als vanzelf' zullen gaan investeren in duurzame elektriciteitsprojecten. Het directe belang voor energiebedrijven ontbreekt, omdat de incentives (prijzen, subsidies, verplichtingen) nog onvoldoende sturend zijn in de richting van de structurele transformatie van de energievoorziening die op lange termijn nodig is. De energiebedrijven kennen op basis daarvan (kosten-batenanalyse) een sterker belang toe aan conventioneel

⁵ Deze keuze voor een subsidiesysteem of systeem van verplichtingen voor leveranciers is in belangrijke mate ingegeven door (zo gegroeide) cultuurverschillen. Zo kiezen bijvoorbeeld Angelsaksisch georiënteerde landen als het Verenigd Koninkrijk, die van vroeger uit marktwerking als grondbeginsel beschouwen, voor een verplichtingensysteem. Een land als Duitsland, waar van oudsher de overheid een sterkere rol heeft, maakt daarentegen gebruik van een subsidiesysteem.



vermogen dan hernieuwbaar vermogen en hernieuwbare energie is nog steeds iets wat grote energiebedrijven 'erbij' doen (CE, 2009).

Tussenstand op weg
naar 2020.

De brede heroverwegingen (bezuinigingen)⁶ en de aankomende kabinetsformatie benadrukken de urgentie om opnieuw goed te kijken naar de wijze waarop de doelen voor hernieuwbare energie en de lange termijn energietransitie gerealiseerd kunnen worden en de kosten die daarmee gepaard gaan (efficiëntie van middelen). Variant 1.F van de werkgroep Kist (hybride verplichtingensysteem) verkent de mogelijkheid om op termijn (vanaf 2020) substantieel te besparen op de overheidsuitgaven voor hernieuwbare energie, voornamelijk hernieuwbare elektriciteit. Het gaat hierbij om de combinatie van een verplicht aandeel hernieuwbare energie met een subsidie voor de meer innovatieve en nog dure vormen van hernieuwbare energie. Onder de randvoorwaarden van een zorgvuldige vormgeving, de juiste marktomstandigheden en een bredere Europese aanpak zouden de maatschappelijke kosten kunnen worden verlaagd.

VME heeft aan CE Delft gevraagd om inzicht te geven in de verschillende stimuleringsregimes voor HE in Europa en antwoord te geven op de vraag of een verplichting voor hernieuwbare elektriciteit een effectief en doelmatiger alternatief is voor de huidige SDE-subsidieregeling.

1.2 Doel

In dit rapport wordt onderzocht of een HE-verplichting, in vergelijking met de huidige SDE-regeling of een ander subsidiesysteem:

- effectiever en doelmatiger is in het realiseren van de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit op de *korte termijn* (tot 2020);
- effectiever is in het creëren van een stabiel investeringsklimaat en een structurele markt voor HE met het oog op de *lange termijn* energietransitie, ook na 2020. Kernvraag daarbij is: hoe worden energiebedrijven het meest effectief geprikkeld om te (blijven) investeren in hernieuwbare energie zodat het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen na 2020 verder zal (blijven) groeien?

Een transitie van de energievoorziening in de komende 40 jaar vergt dat de energiebedrijven hun investeringen verschuiven van traditionele kolen- en gascentrales naar windparken (op land en zee) en biomassacentrales. En op termijn ook naar zonne-energie en waterkracht. De kostprijs van deze technieken is structureel hoger dan die voor de traditionele technieken en zullen dus niet als vanzelf in de plaats komen van de traditionele investeringen.

⁶ Zie ook: http://www.minfin.nl/Onderwerpen/Begroting/Brede_heroverwegingen/1_Energie_en_klimaat.



1.3 Aanpak

Vergelijking tussen EU-landen en verschillende systemen.

In dit rapport is naar de effectiviteit en doelmatigheid van verschillende stimuleringsregimes voor HE gekeken. In Tabel 1 geven we een overzicht van de landen die opgenomen zijn in deze studie.

Tabel 1 Overzicht van onderzochte landen

Subsidie	Verplichting
Nederland	Verenigd Koninkrijk (VK)
Denemarken	Polen
Duitsland	België
Spanje	Zweden

Deze studie is gebaseerd op bestaande, openbare rapportages van ECN en het CPB en buitenlandse studies. Deze analyse is aangevuld met informatie uit gesprekken met onder meer The Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM) en The Department of Energy and Climate Change (DECC) over praktijkervaringen met het verplichtingssysteem in het Verenigd Koninkrijk.

1.4 Analyse kader

Analysekader toetst effectiviteit, doelmatigheid en invloed op investeringsklimaat.

In de studie is een vergelijking uitgevoerd van het functioneren van de verschillende verplichtingssystemen en subsidiesystemen zowel vanuit de theorie als vanuit de empirie van verschillende landen. Dit is gebeurd aan de hand van de volgende drie criteria:

- effectiviteit (doeltreffendheid) in termen van het halen van de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit voor 2020 (korte termijn);
- kosteneffectiviteit (doelmatigheid): de relatieve kosten waarvoor de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit van 2020 (korte termijn) gehaald wordt;
- mate van zekerheid die het systeem biedt aan de producenten van hernieuwbare elektriciteit (micro: investeringsklimaat; korte termijn) en mate waarin wordt bijgedragen aan een structurele markt voor HE in Nederland (macro: stabiliteit), ook *na* 2020 (lange termijn).

Effectiviteit (in bereiken van het 2020-doel)

Dit betreft de mate waarin de systemen erin slagen om een bijdrage te leveren aan het realiseren van het doel op het gebied van hernieuwbare elektriciteit. In beginsel biedt een verplichting volledige zekerheid tot het halen van de (tussen)doelen, wanneer sprake is van een voldoende hoge boete in combinatie met een realistisch niveau van de verplichting, terwijl subsidiesystemen in beginsel geen zekerheid bieden met betrekking tot de gerealiseerde productie. In de praktijk zal moeten blijken of verplichtingssystemen ook daadwerkelijk in staat zijn om hieraan te voldoen.

Kosteneffectiviteit (doelmatig bereiken van het 2020-doel)

Het tweede criterium betreft de beoordeling van de vraag tegen welke kosten het doel voor hernieuwbare elektriciteit gehaald kan worden. Theoretische analyse maakt aannemelijk dat een verplichting in staat is om het doel zo efficiënt mogelijk te halen. Concurrentie op de markt leidt tot een prikkel voor kostenreductie op de langere termijn. Onderzocht zal worden welke



factoren tussen de beide systemen, en binnen elk systeem, de kosten-effectiviteit bepalen.

We maken onderscheid tussen de kosten voor de maatschappij, de kosten voor de overheid en de kosten voor de consument. Vanuit *maatschappelijk* oogpunt is de vraag in hoeverre de doelen tegen de laagste maatschappelijke kosten worden gerealiseerd. Belangrijke vragen zijn:

- Krijgen duurdere technieken voldoende prikkel tot kostprijsverlaging?
- Krijgen goedkopere technieken voorrang boven duurdere technieken?

Vanuit *overheidsoogpunt* betreft het de vraag naar:

- uitgaven die gemoed zijn met de regelingen (verhouding tussen het niveau aan stimulering en de gemiddelde kosten van HE);
- uitvoeringskosten voor de overheid. Hierbij gaat het om kosten die samenhangen met het *uitvoeren en monitoren* van het regime, niet om de uitgaven die gemoed zijn met de subsidies.

Tenslotte gaat het met betrekking tot de kosten voor de *eindgebruiker* om de vraag wat de consument betaalt voor de geleverde hernieuwbare elektriciteit. Dit hangt op de eerste plaats nauw samen met de vraag in hoeverre er sprake is van overmatige winsten ('windfall profits') voor de HE-producenten. Overwinsten vormen een overdracht van de consument (die een hogere prijs betaalt) naar de producent (die meer winst maakt). Indien er overwinsten worden gemaakt is er dus vanuit maatschappelijk oogpunt geen sprake van hogere kosten om de doelen te halen. Het betreft hier enkel een verdelingsvraagstuk (producenten- versus consumentensurplus).

Een tweede aspect betreft eventuele risico-opslagen als gevolg van markt- en reguleringsrisico's die onder de regimes doorbelast worden aan de consument. Beide aspecten kunnen ertoe leiden dat consumenten verschillende elektriciteitsprijzen betalen.

Mate van zekerheid

Bij dit criterium gaat het om de vraag in hoeverre producenten van HE een consistent perspectief hebben op een rendabele investeringspositie. Daarbij kan er onderscheid worden gemaakt naar het macro investeringsklimaat voor de sector als geheel (lange termijn; ook *na* 2020) en het investeringsklimaat op microniveau (korte termijn; tot 2020). In het laatste geval gaat het om het investeerdersrisico voor één specifiek project onder de regeling. Daarbij kan dan onderscheid worden gemaakt tussen reguleringsrisico (risico dat de beleidsomgeving verandert) en het marktrisico (risico dat de markt en prijs voor certificaten wijzigt). Macro-economisch staat het investeringsklimaat voor de gehele sector centraal. Dit hebben we met name vertaald in de vraag in hoeverre er voor energiesector als geheel een stabiel vooruitzicht is op een markt voor hernieuwbare elektriciteit met het oog op de noodzakelijke energietransitie. Ook wordt bij macro getoetst aan het criterium hoe 'duurzaam' de groei van bijv. flexibel regelbaar vermogen als biomassa-bijstook is op de langere termijn. Hiermee bedoelen we het eventueel wegvallen van de bij/meestook op het moment dat de regeling wijzigt.



1.5 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 wordt allereerst een beschrijving op hoofdlijnen van de verschillende subsidiesystemen en verplichtingensystemen geven. Daarna gaat hoofdstuk 3 in op de verschillen die er zijn in de wijze waarop de diverse systemen in Nederland, Denemarken, Duitsland en Spanje (alle subsidie-systemen) en België, Polen, het Verenigd Koninkrijk en Zweden (alle HE-verplichting) zijn vormgegeven. In hoofdstuk wordt vervolgens, aan de hand van de genoemde criteria onder 1.4, geanalyseerd hoe de verschillende systemen 'scoren'. Vervolgens wordt in hoofdstuk 5 specifiek ingegaan op de manieren waarop een (gedeeltelijke) verplichting in Nederland zou kunnen worden ingevoerd. Tot slot volgen in hoofdstuk 6 de conclusies naar aanleiding van de analyse.





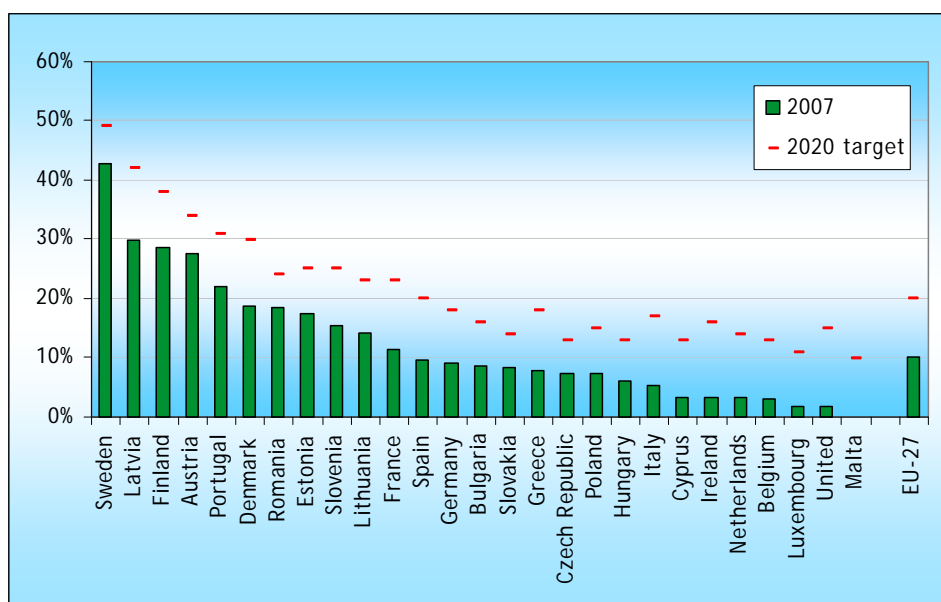
2 Beschrijving systemen

2.1 Voortgang ten aanzien van Europese HE-doelen

Aandeel hernieuwbare elektriciteit in Nederland op 9% in 2009.

In Figuur 4 is weergegeven hoe ver elke EU-lidstaat nog verwijderd is van het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen zoals dat in 2020 gerealiseerd moet zijn. Nederland zit nu op ongeveer 3 à 4%. Om de 2020-doelstelling op het gebied van hernieuwbare energie te halen wordt verwacht dat het aandeel hernieuwbare elektriciteit ten minste 35% zal moeten bedragen. In 2009 kwam het aandeel hernieuwbare elektriciteit in Nederland uit op 9%⁷.

Figuur 4 Aandeel duurzame energie als % van energievraag, EU-27



Bron: EEA, 2009.

2.2 Stimuleringsregimes HE algemeen

Binnen Europa bestaan systemen gebaseerd op subsidies, een verplichting en mengvormen daarvan.

Landen hanteren verschillende stimuleringsregimes voor HE. Dit is in Figuur 5 geïllustreerd. In de volgende paragrafen worden de kenmerken van subsidie-regelingen (SDE/feed-in) enerzijds en een systeem van verplichtingen anderzijds besproken. In de praktijk komen overigens ook allerlei mengvormen van stimulering voor⁸, waardoor in de praktijk het verschil tussen de systemen geringer kan zijn dan op voorhand gesuggereerd. Dit maakt het lastig om

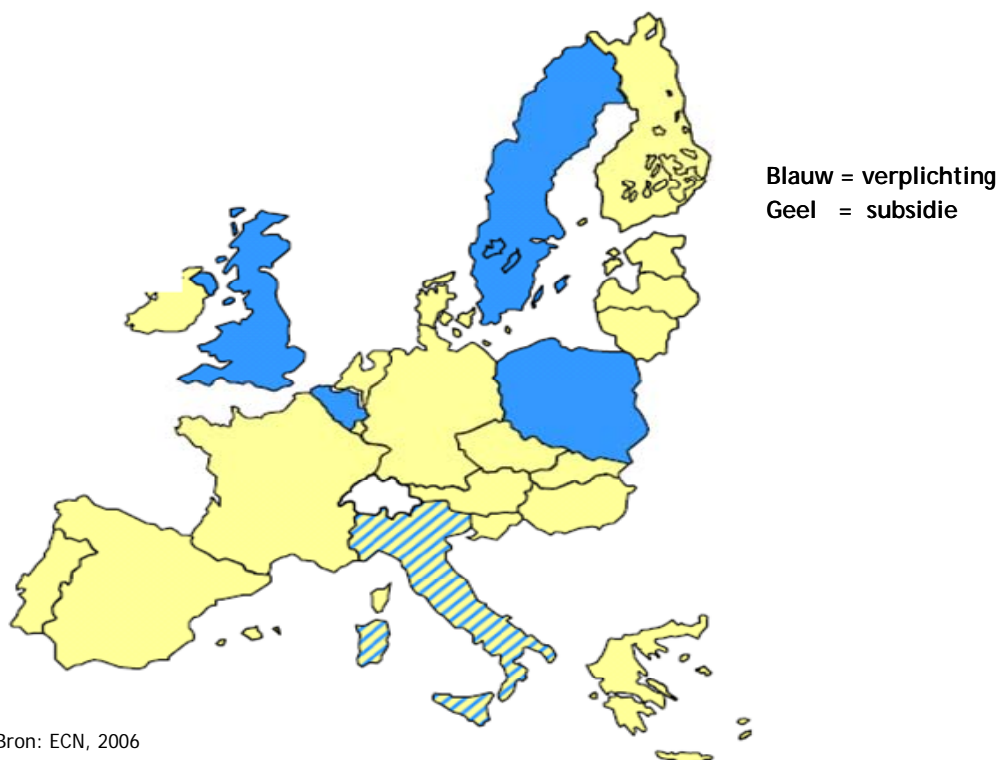
⁷ Bron: www.CBS.nl.

⁸ Wanneer bijvoorbeeld een verplichting met schotten voor bepaalde innovatieve of schone technieken in het leven wordt geroepen, dan kunnen in de praktijk minimum- (garantie-prijzen) of maximumprijzen (boete) tarieven voor certificaten dezelfde werking hebben als een terugleververgoeding voor de onrendabele top per techniek. Deze extra vormgeving-aspecten kunnen er in de praktijk toe leiden dat een mix van het sturen op prijzen of verplichte afname ontstaat (hybride vormgeving).



eenduidige uitspraken te doen over verschillen in kosteneffectiviteit van het ene systeem ten opzichte van het andere.

Figuur 5 Overzicht stimuleringsregimes verschillende landen



2.3 Subsidiesystemen (SDE en feed-in systemen)

Subsidies stimuleren productie van hernieuwbare elektriciteit; innovatieprikkel moet komen van daling vaste vergoeding.

Bij toepassing van een subsidiesysteem krijgt een producent van hernieuwbare elektriciteit een vergoeding voor elke door hem op het elektriciteitsnet ingevoede kWh. Vooraf is bekend voor welke periode een producent aanspraak kan maken op de bewuste subsidie. Een dergelijke subsidie per geproduceerde kWh (SDE of feed-in) is een goede methode voor de implementatiefase van hernieuwbare technieken. Voor innovatie is het systeem minder geschikt, het prikkelt onvoldoende tot verdergaande innovaties als het systeem voor alle soorten hernieuwbare elektriciteit geldt. Dit kan worden opgelost door de hoogte van de prikkel gaandeweg te verminderen en afhankelijk te maken van de soort hernieuwbare elektriciteit. De praktijk tot op heden wijst uit dat vooral landen met zo'n systeem (Duitsland, Spanje) goede successen hebben behaald.

Subsidies: feed-in premie compenseert onrendabele top, feed-in tarief is totaalvergoeding.

Er kunnen twee vormen van subsidies worden onderscheiden die we hier voor het gemak aanduiden als een feed-in tarief en een feed-in premie. Bij een **feed-in tarief** wordt er een vooraf vastgestelde, totale, vergoeding gegeven voor de duurzaam geproduceerde elektriciteit. Deze vergoeding wordt meestal gebaseerd op de productiekosten van deze elektriciteit en in sommige gevallen neemt het subsidiebedrag jaarlijks met een bepaald percentage af (Duitse systeem). De subsidie dekt de meerkosten van de HE-investering en geleverde elektriciteit. Door hierin ook een winstmarge op te nemen voor de producent van hernieuwbaar, ontstaat er een prikkel om te investeren en produceren.



Om tegemoet te komen aan verschillen in productiekosten voor verschillende technologieën wordt de hoogte van het tarief gedifferentieerd naar technologie. Een feed-in tarief gaat nagenoeg altijd samen met een aankoopverplichting voor distributiebedrijven of een afnameverplichting voor de netbeheerder. Een feed-in premie wordt verstrekt bovenop de elektriciteitsprijs (spotmarktprijs) en wordt gebruikt om te compenseren voor de onrendabele top. Bij feed-in premies bestaat er, in tegenstelling tot de situatie met feed-in tarieven, geen verplichting tot aankoop/afname. De huidige SDE-regeling is een voorbeeld van een feed-in premie.

Subsidiestystemen meestal gefinancierd door eindgebruiker.

Subsidiestystemen worden meestal gefinancierd via de energierekening van de eindverbruiker, via een opslag op de elektriciteitsprijs. Tot op heden loopt in Nederland de financiering van de SDE via de Rijksbegroting en wordt de regeling derhalve betaald uit de algemene middelen (belastingopbrengsten)⁹. In Duitsland, Spanje en Denemarken is sprake van een open einde-regeling; alle HE die aan de gestelde criteria voldoet, komt voor subsidiëring in aanmerking. In Nederland wordt daarentegen gewerkt met jaarlijks, per techniek, vastgestelde maximumbudgetten (de oude MEP-regeling was overigens wel een open einde-regeling¹⁰).

Subsidie geeft investeerders zekerheid t.a.v. eenmaal toegekende projecten.

Voor- en nadelen subsidiestystemen

Het belangrijkste voordeel van een subsidiesysteem is dat het investeerders op voorhand zekerheid geeft over de opbrengsten en de rentabiliteit van investeringen. Daarop kunnen zij hun bedrijfsvoering afstemmen. Het regulerings- en marktrisico voor eenmaal toegekende projecten is klein, wat het investeringsrisico verlaagt. Per techniek wordt de subsidie bovendien toegesneden op de kosten en onrendabele top die met die specifieke techniek gepaard gaan ('fine tuning') waardoor overwinsten (windfall profits) voor producenten worden voorkomen. Bovendien biedt het ruimte aan de duurder, innovatieve, technieken om zich verder te ontwikkelen zodat kostenreducties kunnen worden gerealiseerd.

Bij subsidie leidt efficiency niet (automatisch) tot prijsdaling maar tot hogere winsten. Overheid stuurt op techniek; is niet kostenefficiënt. Geen concurrentie tussen technieken.

Een nadeel van subsidiestystemen is dat er het risico bestaat dat wordt overgesubsidieerd op het moment dat geen rekening wordt gehouden met (tussentijdse) efficiëntieverbeteringen van de gesubsidieerde techniek. Dit kan worden ondervangen door gebruik te maken van degressief verlopende tarieven, zoals in Duitsland. Een tweede nadeel is dat de overheid, en niet de markt, (jaarlijks) bepaalt wat als kansrijke en wat als minder kansrijke technieken worden gezien door middel van vaststelling van onrendabele toppen en subsidieplafonds. Het vaststellen van de juiste subsidiehoogte is lastig, vanwege informatieasymmetrie. Er vindt geen concurrentie plaats tussen verschillende technieken (dynamische efficiency)¹¹. Dit brengt het risico met zich mee dat het halen van de HE-doelstelling uiteindelijk duurder uitpakt dan strikt noodzakelijk indien marktpartijen zelf naar de meest kosteneffectieve oplossingen zouden hebben gezocht. Tot slot, en relatief specifiek voor Nederland (SDE): voor opties als bij- of meestook van biomassa geldt dat wanneer de subsidieregeling wegvalt, een deel van de elektriciteit uit HE ook.

⁹ Eind 2009 heeft het kabinet laten weten dat vanaf 2012 de financiering van de SDE via de energierekening zal gaan lopen. Door de val van het kabinet, begin 2010, is dit echter opnieuw onderwerp van discussie.

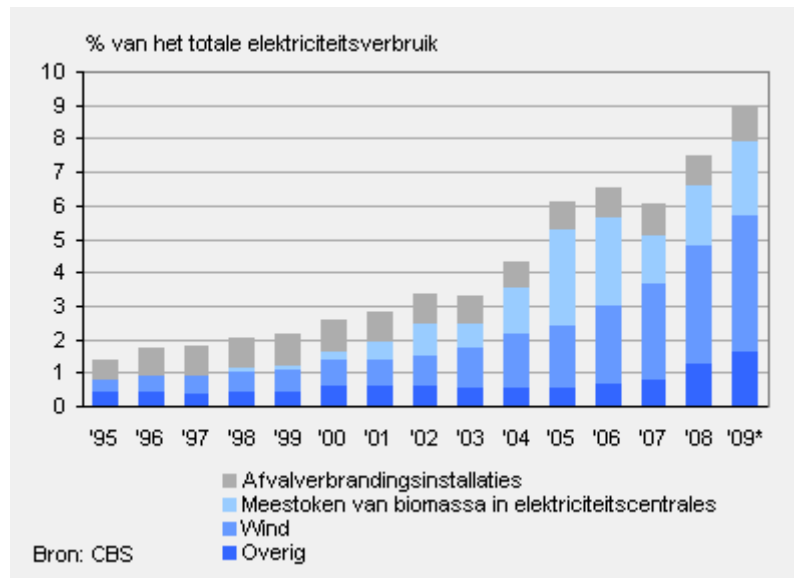
¹⁰ De MEP-regeling (MEP staat voor: Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie) was de voorloper van de huidige SDE-regeling. In 2003 ging de MEP van start; in 2006 werd deze afgeschaft. In 2008 kwam daarvoor de SDE-regeling in de plaats.

¹¹ Er vindt wel concurrentie plaats binnen een techniek, bijvoorbeeld windenergie op verschillende locaties.



Dit is bijvoorbeeld gebeurd toen in 2006 in Nederland de MEP-regeling werd stopgezet. Het aandeel hernieuwbare elektriciteit in het totale elektriciteitsverbruik daalde als gevolg daarvan van in 2007 om daarna, in 2008, weer toe te nemen toen de SDE-regeling van kracht werd. Deze daling werd vooral veroorzaakt doordat het aandeel elektriciteit uit biomassa daalde. Dit is goed te zien in Figuur 6. Voor minder kapitaalintensieve vormen van HE lijkt een subsidiesysteem dan ook enkel een bijdrage te leveren aan de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening zolang de meerkosten daarvan worden vergoed via een subsidie.

Figuur 6 Ontwikkeling aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen in Nederland (als % van totale elektriciteitsverbruik)



Bron: CBS, 2010.

2.4 Verplichting

Verplichting bestaat binnen Europa, in Australië, Japan en de VS.

Een verplichtingensysteem omvat een wettelijke verplichting om in een bepaald aandeel van het totale elektriciteitsverbruik te voorzien met hernieuwbare elektriciteit. De verplichting kan in principe gelegd worden ergens in de keten van productie tot eindgebruiker, maar ligt in de praktijk meestal bij de leverancier (leveringsverplichting). Verplichtingensystemen zijn geïmplementeerd in Australië, Japan, de Verenigde Staten, het Verenigd Koninkrijk, Zweden, België, Italië en Polen (ECN, 2005). De verplichting wordt wettelijk vastgelegd, bijvoorbeeld in de Elektriciteitswet.

Verhandelbare (groen)-certificaten maken markt transparant.

Het verplichtingensysteem wordt gekoppeld aan een certificatenstelsel¹² om zodoende de partijen meer flexibiliteit te geven in de wijze waarop de verplichting gehaald kan worden. Producenten van hernieuwbare elektriciteit krijgen groencertificaten op basis van de hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare elektriciteit. Deze certificaten worden verkocht aan de leverancier met een verplichting, die de certificaten vervolgens gebruikt om aan te tonen dat aan de verplichting is voldaan. Bij een goed functionerende

¹² TRECs, Tradable Renewable Electricity Certificates.



markt is de prijs van certificaten gelijk aan de prijs die nodig is om aan de verplichting te voldoen (de meerkosten van de marginale aanbieder).

Verplichting stimuleert concurrentie en prijsdaling hernieuwbare elektriciteit.

Verplichtingsystemen leiden onder de juiste randvoorwaarden tot kostenconcurrentie tussen technieken en dus tot een minimalisering van de kosten van hernieuwbare elektriciteit. Als deze kunstmatige markt goed ingeregeld wordt (HE-target, hoogte van boete, de keuze voor de technieken) leidt dit tot concurrentie en dus een doelmatige allocatie van middelen ter ondersteuning van hernieuwbare elektriciteit. De certificaatprijs wordt door vraag en aanbod op de certificatenmarkt bepaald. Een belangrijke voorwaarde voor dit systeem is dan ook dat de handelsmarkt goed functioneert, dat er voldoende vragers en aanbieders zijn en dat deelnemende partijen niet overgaan tot collusie c.q. individuele invloed hebben op de prijsvorming. Of een dergelijk systeem in Nederland kan worden ingevoerd, hangt dus sterk samen met de mate van concentratie op de certificatenmarkt (zie paragraaf 3.3.1).

Overheid creëert certificatenmarkt.

Een certificatenmarkt is een kunstmatige markt die wordt gecreëerd door de overheid. Bijgevolg is dat certificaatprijzen worden beïnvloed door de keuzes in het ontwerp van de regeling, zoals (CPB, 2009):

- reikwijdte van de regeling;
- omvang van de verplichting;
- technieken en omgaan met bestaande capaciteit;
- banking en maximumprijzen.

Verplichting voor producent of leverancier. Producentenverplichting beïnvloedt internationale concurrentiepositie nadelig; leveranciersverplichting niet.

Reikwijdte van de regeling

In feite zijn er twee mogelijkheden: een producentenverplichting of leveringsplicht. Een *producentenverplichting* rust op alle Nederlandse elektriciteitsproducenten en importeurs van elektriciteit, waardoor het totale Nederlandse elektriciteitsverbruik onder een verplichting valt (ECN, 2010)¹³. Het leidt ertoe dat alle Nederlandse elektriciteitsproducenten verplicht worden om in hernieuwbare elektriciteit te investeren. Dit geldt dan ook voor grootverbruikers, bijvoorbeeld Corus die haar eigen elektriciteit opwekt, tenzij daarvoor een uitzonderingspositie wordt gecreëerd. De kosten voor Nederlandse elektriciteitsproducenten zullen omhoog gaan wat hun internationale concurrentiepositie nadelig beïnvloedt. Investeerders in HE zullen Nederland mijden. Een *leveringsplicht* rust op alle in Nederland actieve leveranciers, waardoor slechts een deel van het elektriciteitsverbruik onder de verplichting komt, namelijk het deel dat op de markt komt en niet het deel dat grootverbruikers opwekken voor eigen verbruik. Belangrijk aspect voor de langere termijn is dat een verdergaand aandeel van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen betekent dat een groter deel van het elektriciteitsverbruik onder het mandaat van een verplichting moet komen te vallen.

Vooraf helderheid over omvang verplichting in de tijd is nodig.

Omvang van de verplichting

De omvang van de verplichting (target) wordt uitgedrukt als een aandeel van de totale elektriciteitsconsumptie per leverancier. Door een 'stringente' target (dus strikter dan er momenteel aan productie beschikbaar is) ontstaat schaarste van certificaten en daarmee een certificaatprijs. Aangezien investeringen in hernieuwbare energieprojecten een lange levensduur kennen, moet het verloop van het target in de loop van de tijd bekend zijn. Daarvoor zou kunnen worden gedacht aan een procedure waarbij de doelstelling voor vijf jaar vastligt en een voornemen voor het komende jaar wordt uitgesproken

¹³ Omdat de verplichting op producenten en importeurs van hernieuwbare elektriciteit rust ('upstream'; begin van de keten) zullen deze de kosten daarvan doorberekenen in de prijzen die zij aan leveranciers berekenen. Hierdoor drukken de kosten op alle eindverbruikers van elektriciteit.



(ECN, 2006). Ook de duur waarvoor de certificaten worden afgegeven, bepaalt de certificaatprijs (CPB, 2009).

Keuze voor technieken die onder verplichting vallen van invloed op kosten-effectiviteit.

Technieken en omgaan met bestaande capaciteit

De keuze van technologieën die onder de verplichting vallen, zal gevolgen hebben voor zowel de kosten als de effectiviteit van de verplichting. Wanneer semirendabele technieken als biomassa en wind worden opgenomen, zal de certificaatprijs laag blijven. Wordt daarentegen zon-PV de marginale techniek om aan de verplichting te voldoen dan zullen biomassa- en windprojecten een 'rent' ontvangen¹⁴.

Één van de vragen hierbij is of de bestaande capaciteit moet worden opgenomen onder de verplichting (CPB, 2009). Bestaande capaciteit kan zijn afgeschreven of misschien nog subsidies ontvangen van een vroegere steunregeling (MEP of SDE) wat, in combinatie met de opbrengsten van de verkoop van certificaten, tot overstimulering kan leiden. Indien echter bestaande capaciteit zou worden uitgesloten van het certificatenstelsel, dan leidt dit tot een minder liquide markt en dus tot een hogere certificaatprijs.

Boete bepaalt maximumprijs certificaten.

Banking en maximumprijzen

Wanneer een leverancier niet voldoende certificaten kan overleggen om aan zijn verplichting te voldoen, dan zal een boete worden opgelegd¹⁵. De hoogte van de boete bepaalt in feite de maximumprijs van de certificaten. Dat is van belang vanwege het sterk variabele/stochastische karakter van hernieuwbare bronnen als zon en wind. Dat leidt gegeven een bepaalde target tot een sterke prijsvolatiliteit. Wanneer de productie van elektriciteit uit wind- en zonne-energie in een jaar onvoldoende is om aan de vaststaande verplichting te voldoen, zal de certificaatprijs omhoog schieten en vice versa. Bedacht moet worden dat in Nederland een groot aandeel biomassa onder een toekomstige verplichting zal komen te vallen met als kenmerk een sterk 'regelbaar vermogen'. Dat dempt de prijsvolatiliteit van de certificaten.

Te lage boete leidt niet tot groei hernieuwbare elektriciteit maar 'afkoop' verplichting.

Hoewel ook van de boete een prikkel uitgaat op het doen van kostprijsverlagende investeringen, is het effect van de boete op korte termijn dat de elektriciteitsprijs voor consumenten omhoog gaat zonder dat dit een extra impuls betekent voor hernieuwbare elektriciteit. In een goed werkende markt geldt dit overigens alleen als de boete te laag is vastgesteld; immers alleen dan is er een prikkel om zich uit te kopen. Ervaring in het Verenigd Koninkrijk heeft laten zien dat het terugsluizen van de boeteopbrengsten naar de certificatenmarkt heeft geleid tot strategisch gedrag waarbij de marktprijzen zijn gestegen tot boven het boetebedrag in anticipatie op de herverdeling van de boete-inkomsten (ECN, 2006). Dat is ook één van de belangrijke bezwaren van OFGEM tegen het Engelse verplichtingensysteem. In paragraaf 3.3.1 van dit rapport wordt nader toegelicht hoe het systeem in het Verenigd Koninkrijk werkt.

Lenen en sparen van certificaten vergroot flexibiliteit en efficiency.

De flexibiliteit (en daarmee efficiëntie) van het totale systeem kan vergroot worden door een mogelijkheid tot het lenen en sparen ('banking') van certificaten aan het systeem toe te voegen. Dit heeft als voordeel dat de

¹⁴ In de economie wordt met een 'rent' bedoeld: het verschil tussen de opbrengsten die een productiemiddel genereert en de minimale opbrengsten die nodig zijn om het productiemiddel in bedrijf te houden.

¹⁵ In het Verenigd Koninkrijk bestaat de 'boete' eruit dat een leverancier een buy-out prijs moet betalen en dat hij geen terugbetalingen tegemoet kan zien uit het buy-out fonds. Dit wordt verderop in het rapport nader toegelicht.



efficiency van het ondersteunende instrument vergroot wordt en de certificaatmarkt beter gaat werken.

Voor- en nadelen verplichting

Markt bepaalt kansrijke technieken.

Een voordeel van een verplichting is dat het de overheid ontslaat zelf keuzes te maken in wat als kansrijke en wat als minder kansrijke technieken worden gezien door middel van vaststelling van onrendabele toppen en subsidieplafonds. Het kan aan marktpartijen worden overgelaten met welke technieken de doelstelling kan worden ingevuld. Het voordeel daarvan is de dat de markt gaat zoeken naar de meest kosteneffectieve oplossingen en er zowel een statische als een dynamische prikkel is om kosten te verlagen.

Goedkope techniek wint.

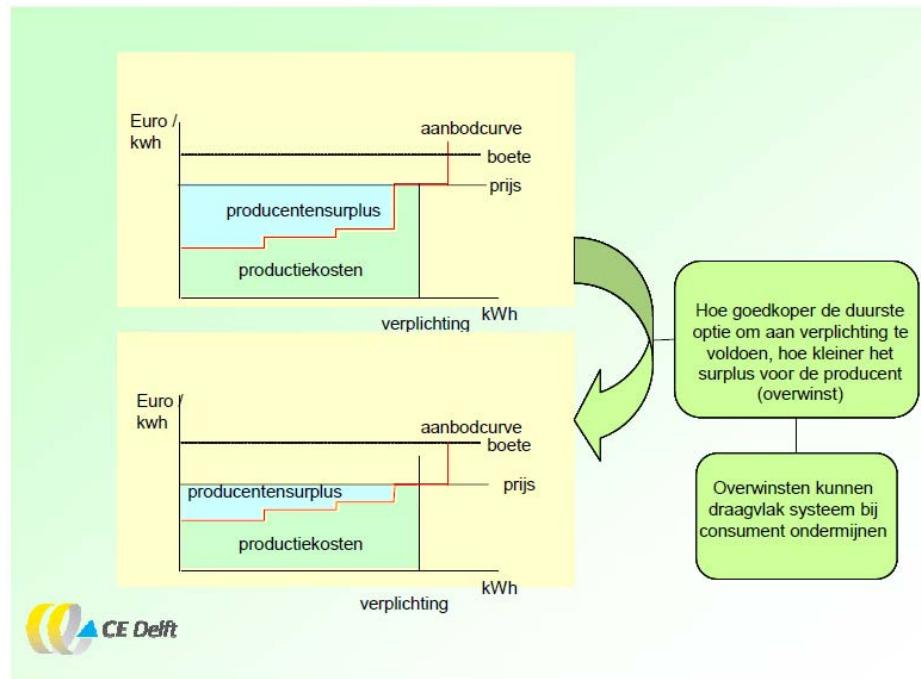
Dit systeem heeft als consequentie dat vooral de techniek wordt gestimuleerd die het goedkoopste is, waardoor technologische innovatie nauwelijks uit de verf komt. Hierdoor kan een race ontstaan om de goedkoopste opties toe te passen: een situatie waar voldoende steungelden beschikbaar zijn voor behoorlijk uitontwikkelde technieken (biomassameestook) ten koste van technieken die meer aan het begin van de leercurve staan, een groot kostenreductiepotentieel kennen en ook nodig zijn om de lange termijn volumedoelen te halen.

Overwinst kan maatschappelijke acceptatie ondermijnen.

In een verplichtingensysteem is altijd sprake van een producentensurplus dat door de markt wordt bepaald. Als de prijs wordt gezet door een niet-uitontwikkelde technologie, dan is er sprake van overwinst (zie Figuur 7 hieronder). In de grafiek worden twee situaties weergegeven: één waarbij de doelstelling de kostencurve op een steil deel kruist en een tweede situatie waarbij de kostencurve op een vlak deel wordt gekruist. In het eerste geval is er een hoge marginale prijs met als gevolg hoge winsten voor producenten van hernieuwbare elektriciteit. In het tweede geval is de prijs van de duurste techniek om aan de doelstelling te voldoen een stuk lager. De conclusie hieruit is dus dat het essentieel is om ervoor te zorgen dat de doelstelling enerzijds ambitieus genoeg is, maar anderzijds dus wel haalbaar is en 'zich bevindt' op een niet al te steil deel van de kostencurve voor hernieuwbaar. Overwinsten kunnen het politieke en maatschappelijke draagvlak voor een verplichting ondermijnen, zeker als die bij een beperkt aantal marktpartijen optreden.



Figuur 7 Illustratie windfall profits



Bron: CE Delft, 2008.

3 Vergelijking landen

3.1 Inleiding

In het vorige hoofdstuk is het verschil tussen subsidiesystemen en een systeem van verplichtingen op hoofdlijnen beschreven (conceptueel). In dit hoofdstuk wordt nader ingezoomd op de verschillen in invulling die door een aantal landen is gegeven aan deze systemen en de invloed daarvan op de werking van elk van de systemen. Het doel is niet om de systemen in detail te beschrijven, maar tot een beknopte vergelijking te komen op een aantal cruciale ontwerpparameters. Allereerst komen de subsidiesystemen aan bod; daarna worden de verplichtingensystemen besproken.

3.2 Subsidiesystemen

In Tabel 2 is een samenvatting weergegeven van de verschillen, op hoofdkenmerken, van de subsidiesystemen in Nederland, Denemarken, Duitsland en Spanje.

Tabel 2 Samenvatting verschillende subsidiesystemen

Land	Tarief of premie	Looptijd subsidie	Budget en financiering
Nederland	Premie	SDE: 12 of 15 jaar; Oude MEP-regeling: 10 jaar	Rijksbegroting Uitgaven: € 10 mln. in 2008, € 336 mln. in 2015 (in totaal € 1,4 mld.)
Denemarken	Premie	10 (meestook biomassa) of 20 jaar	Opslag op elektriciteitsprijs
Duitsland	Vast, degressief, tarief	20 jaar (soms ook 15 of 30 jaar)	Opslag op elektriciteitsprijs Uitgaven: € 8,5 mld. in 2008
Spanje	Vast tarief of premie (keuze producent)	Geen algemene limiet; o.b.v. technische levensduur	Opslag op elektriciteitsprijs Uitgaven: € 4 mld. in 2009

Bron: Baratti, 2009; ECN, 2008, EZ (www.minez.nl).

In het vervolg van dit hoofdstuk is gekeken naar verschillen tussen Nederland, Denemarken, Duitsland en Spanje voor wat betreft:

- tarief of premie;
- technieken;
- looptijd van de subsidie;
- wijze van financiering.

De vergelijking is beschrijvend van aard. Conclusies m.b.t. de ervaringen komen aan bod in het volgende hoofdstuk 4.



Tarief of premie

In geval van een premie wordt een vergoeding gegeven bovenop de elektriciteitsprijs die dient ter dekking van de (resterende) onrendabele top van de HE-investering. De hoogte van de premie zal dus hoger of lager zijn, naarmate de elektriciteitsprijs lager of hoger is. Bij een vast tarief staat de (aflopende) hoogte van de totale subsidie gedurende de looptijd op voorhand vast en vinden geen correcties plaats voor tussentijdse fluctuaties van de elektriciteitsprijs gedurende de looptijd van de subsidie.

Premie in Nederland

De huidige Nederlandse SDE is een premiesysteem. De hoogte van de premie is gebaseerd op de geraamde productiekosten per techniek en dient het verschil tussen de kosten van de betreffende HE-techniek en de gemiddelde elektriciteitsprijs gedurende de looptijd van de subsidie te dekken (ECN, 2008). Als de werkelijke jaarlijkse elektriciteitsprijs hoger uitvalt, dan daalt de premie. Producenten dienen zelf contracten af te sluiten met leveranciers; er is geen afnameplicht voor netbeheerders¹⁶.

Premie in Denemarken

In Denemarken is het subsidiesysteem eveneens gebaseerd op een premie, die afhankelijk is van de elektriciteitsprijs op de spotmarkt. De vaste vergoeding die producenten krijgen, is gebaseerd op de elektriciteitsprijs plus deze (variabele) premie. Alleen voor de kleinere installaties (private producenten) neemt de netbeheerder de elektriciteit af; voor de overige installaties (energiebedrijven) is de producent zelf verantwoordelijk voor het verkopen van de elektriciteit¹⁷. Het systeem lijkt qua vormgeving erg op dat in Nederland (SDE) en Spanje¹⁸.

Tarief in Duitsland

Het systeem in Duitsland is volledig gebaseerd op vaste, degressief verlopende, tarieven. Van tevoren is bij investeerders bekend hoe het tarief voor nieuwe projecten jaarlijks naar beneden wordt bijgesteld. Dit degressieve verloop varieert momenteel van 1 tot 10% per jaar, afhankelijk van de techniek die het betreft¹⁹. Hiermee beoogt de overheid producenten te stimuleren om snel te investeren en kosten te verlagen: hoe eerder een project start, des te hoger het tarief is (ECN, 2008). Voordeel van het Duitse systeem is dat bij stijgende elektriciteitsprijzen (bijv. door hogere oliepijzen) de totale prijs voor duurzame opties gewoon gelijk blijft omdat de totale prijs was vastgesteld en er dus geen verband is met de 'fossiele' elektriciteitmarkt. Bij installaties die in Nederland nog onder de oude MEP-regeling vallen, zal er dan teveel betaald worden²⁰. Bij het tariefsysteem in Duitsland geldt een afnamegarantie en prijsgarantie voor de netbeheerder die dus verplicht is

¹⁶ Naast subsidies werd energie uit hernieuwbare bronnen tot 2003 ook fiscaal gestimuleerd, via een vrijstelling van de energiebelasting. Deze vorm van stimulering kwam eveneens ten goede aan geïmporteerde elektriciteit. De bewuste vrijstelling is per 1 januari 2005 afgeschaft.

¹⁷ Private producenten van windenergie moeten ook een bedrag betalen aan onbalanskosten (ECN, 2008).

¹⁸ Naast feed-in tarieven kent Denemarken overigens ook een CO₂-belasting van ongeveer € 20/ton CO₂ en een NO_x-belasting van € 0,7/kg NO_x en wordt geld gestoken in innovatieve technieken (naar schatting ruim € 1 miljard); EREC, 2009.

¹⁹ Laagste percentage is van toepassing voor grootschalige waterkracht, biomassa, geothermie en wind-op-land; hoogste percentage is van toepassing voor zon-PV (bron: http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/English/eeg-payment_provison_2009.pdf).

²⁰ De MEP is in 2006 afgeschaft en kende een looptijd van 10 jaar. Dit effect doet zich dus ten hoogste nog tot 2017 voor.



iedere aangeboden kWh af te nemen tegen het vastgestelde tarief. In het Nederlandse premiesysteem, maar ook die in de andere landen, moet de producent zelf zijn elektriciteit verkopen en dus de concurrentie aangaan met andere (fossiele) elektriciteitsproducenten.

Premie of tarief in Spanje

In Spanje kan door producenten van HE-elektriciteit, voor ten minste een jaar, gekozen worden tussen beide varianten van het subsidiesysteem. Sinds 2007 zijn de premies en vaste tarieven losgekoppeld van de referentieprijs voor elektriciteit. Sindsdien is een *cap and floor* ingesteld bij de premie waarbij het minimum (floor) wordt bepaald door de premie en de elektriciteitsprijs en het maximum (cap) door de maximale elektriciteitsprijs tot waar een premie nog wordt uitgekeerd (ECN, 2008). Het systeem in Spanje kent daarnaast nog verschillende voorzieningen die ten doel hebben partijen te prikkelen het aanbod goed af te stemmen op de vraag.

Technieken in de vier landen

In 2008 werden in alle landen wind-op-land (in Duitsland ook wind-op-zee), zon-PV en elektriciteit uit stort-/rioolgas actief gestimuleerd. In 2008 werden in Duitsland ook wind-op-zee en in Duitsland en Spanje ook waterkracht-installaties gestimuleerd. Daarnaast is in Spanje getijdenenergie een subsidie-categorie. Bij- en meestook van biomassa en AVI's vallen in Duitsland niet onder het systeem; enkel centrales die voor 100% op biomassa draaien, komen voor subsidie in aanmerking.

In Nederland varieerden de tarieven in 2008 van 1,6 €/kWh voor een AVI met het hoogste rendement tot 33 €/kWh voor zon-PV-systemen²¹. In Duitsland varieerden de tarieven in 2008 van 3,5 €/kWh voor grootschalige waterkracht tot 51,8 €/kWh voor kleinschalige, geïntegreerde, zon-PV-systemen. In Spanje liepen de tarieven uiteen van 5,4 €/kWh voor mestverbranding tot 44 €/kWh voor zon-PV (ECN, 2008).

In Spanje komen sinds eind 2008 nieuwe zon-PV-systemen niet meer in aanmerking voor subsidie omdat het huidige opgestelde vermogen meer dan toereikend is voor het halen van de doelstelling voor 2020. Momenteel wordt gezocht naar manieren om zon-PV toch te blijven ondersteunen met het oog op de verdere toekomst, na 2020 (ECN, 2008). In Spanje valt de bij- en meestook van biomassa pas sinds 2007 onder het systeem.

Looptijd van de subsidie

In Nederland is de looptijd binnen de SDE-regeling 12 tot 15 jaar, afhankelijk van de techniek. Een project dat nog onder de oude MEP-regeling valt, heeft recht op 10 jaar subsidie.

In Denemarken bedraagt de looptijd van de subsidie voor alle technieken, met uitzondering van meestook van biomassa (10 jaar), 20 jaar.

In Duitsland bedraagt de looptijd van de subsidie voor de meeste technieken 20 jaar.

In Spanje is de looptijd van de subsidie afhankelijk van de technische levensduur van de installatie waarvoor subsidie wordt ontvangen en kan dus variëren (geen gestandaardiseerde looptijd van de subsidie). Wel is het zo dat per techniek twee subsidieperiodes worden gehanteerd (bijv. 1-25 jaar en

Welke technieken worden in de verschillende landen gestimuleerd?

Meerjarige zekerheid verschilt per land.

²¹ Het subsidiebedrag voor wind-op-land bedroeg in 2008 3,6 €/kWh, maar dan beperkt tot maximaal 2.200 (denkbeeldige) vollasturen om voor fluctuaties in windenergie te corrigeren (ECN, 2008).



> 25 jaar). In de tweede periode is de subsidie lager dan in de eerste periode (ECN, 2008).

De verschillende (typen en hoogte) vergoedingen die worden gegeven, in combinatie met de duur van de subsidieperiode, hebben tot gevolg dat het totale subsidiebedrag van vergelijkbare HE-projecten tussen landen uiteenloopt. Het uiteenlopen van het niveau aan stimulering tussen landen, en verschil in zekerheid waarmee aanspraak gemaakt kan worden op een bepaald subsidiebedrag, zal invloed hebben op de manier waarop en landen waarin internationaal opererende energiebedrijven hun HE-investeringen zullen doen (beleidsconcurrentie).

Wijze van financiering

Met uitzondering van Nederland zijn alle subsidiesystemen open einde-regelingen. Dit betekent dat wanneer een HE-project aan de eisen voldoet, deze in aanmerking komt voor subsidie zonder budgetrestrictie. In Duitsland, is bijvoorbeeld de netbeheerder verplicht de elektriciteit af te nemen tegen een vast tarief; de kosten daarvan rekent hij door aan de eindverbruiker. In Nederland wordt daarentegen gewerkt met financiering via de Rijksbegroting en jaarlijks gemaximeerde budgetten per techniek. Deze gelden worden jaarlijks verdeeld op basis van de criteria kosteneffectiviteit, toekomst-perspectief en innovativiteit. De beschikbare middelen voor duurzame energie binnen de SDE zullen oplopen van € 10 miljoen in 2008 tot € 336 miljoen structureel in 2015. In totaal is voorzien dat het budget over deze periode bijna € 1,4 miljard gaat bedragen (www.minez.nl, 2010). Vraag is of dat zo blijft met bezuinigingen in het vooruitzicht²². Ook kan het zijn dat een nieuw kabinet besluit dat financiering van de SDE in de toekomst alsnog via de energierekening zal gaan lopen. Op dit moment is dit nog onzeker.

De voorganger van de SDE, de MEP, was overigens ook een open einde-regeling, die via een opslag op de energierekening werd gefinancierd. Deze regeling is in 2006 afgeschaft, omdat het moeilijk bleek om de uitgaven te beheersen en de regeling te duur werd.

Ook in Duitsland en Spanje zijn recent aanpassingen in de bestaande regelingen doorgevoerd of aangekondigd. Als belangrijkste argumenten daarvoor wordt aangegeven dat (1) sommige vergoedingen te hoog zouden zijn en (2) HE-doelstellingen in deze landen inmiddels al (grotendeels) gehaald zijn. Zo is in Duitsland aangekondigd dat, onder meer onder druk van consumenten-organisaties, de vergoedingen voor bijvoorbeeld zon-PV worden verlaagd²³ en beter gedifferentieerd (biomassa) om de regeling doelmatiger te maken²⁴. In Spanje is sinds 2009 de jaarlijkse hoeveelheid aan gesubsidieerd nieuw zon-PV-vermogen gemaximeerd op 500 MW, terwijl voorheen sprake was van een open einde-regeling (wat in 2008 tot 2.400 MW aan nieuw vermogen leidde)²⁵.

²² Waarbij eventuele bezuinigingen enkel betrekking zullen hebben op budgetten die beschikbaar zijn voor nieuwe projecten en niet op reeds aangegane verplichtingen ten aanzien van toegekende subsidies.

²³ Zo is bijvoorbeeld het percentage waarmee de jaarlijkse subsidie wordt verlaagd (degressief tarief) aangepast van 6,5 naar 10% in 2010 (en 9% vanaf 2011). Het open einde-karakter is echter in stand gebleven. Bronnen: http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/English/eeg-payment_provision_2009.pdf en <http://www.reuters.com/article/idUSLDE63L2MT20100422?type=marketsNews>.

²⁴ Bronnen: *Wachstum, Bildung, Zusammenhalt: der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP* (CDU/CSU/FDP, 2009) und: <http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/45707.php>.

²⁵ Bron: <http://www.lageneraciondelsol.com/secciones/lomasinformativo/noticias/noticia.asp%3Fnoticia%3D1619> en <http://www.reuters.com/article/idUSTRE63L3Q720100422>.

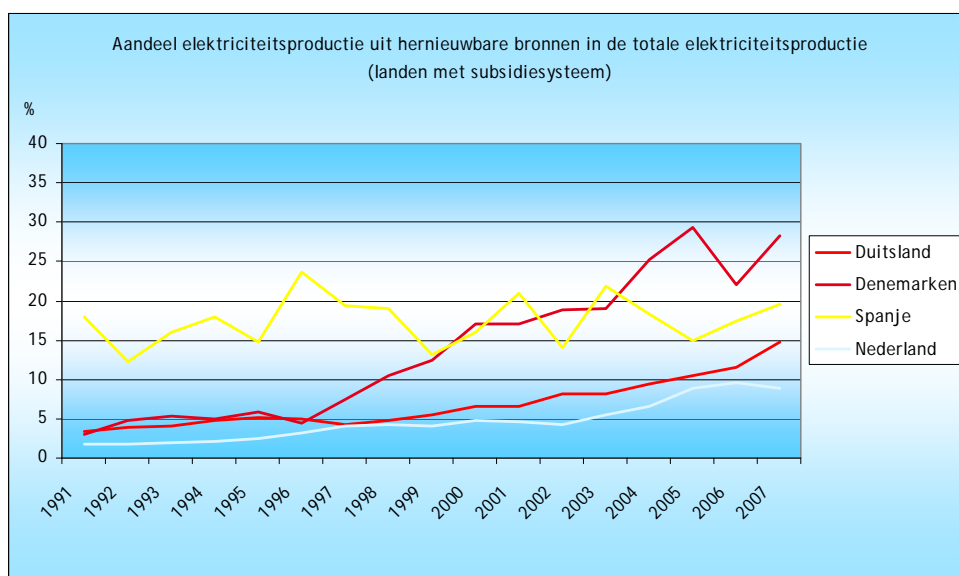
Open einde- of maximum vergoeding (budgetplafond)?



Daarnaast moeten projecten tegenwoordig vooraf geregistreerd zijn om überhaupt kans te maken op subsidie²⁶. Additionele versoeringen zijn aangekondigd, wat voor veel onzekerheid zorgt in de markt²⁷. De huidige subsidieregeling van Spanje zal in 2012 opnieuw worden herzien.

In Figuur 8 is de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen in landen met een subsidiesysteem weergegeven. In Duitsland is het stimuleringsregime in 2000 ingevoerd en bij wet vastgelegd (Erneuerbare Energien Gesetz; EEG), in Nederland in 2003 (MEP; sinds 2008 SDE), Denemarken en Spanje kennen respectievelijk al sinds de jaren '90 en '80 stimuleringsbeleid voor hernieuwbare elektriciteit (ECN, 2008).

Figuur 8 Ontwikkeling van elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen in Nederland, Denemarken, Duitsland en Spanje als percentage van de totale elektriciteitsproductie



Bron: Eurostat, 2007.

In alle landen is een groei in het aandeel duurzaam geproduceerde elektriciteit te zien. Het HE-aandeel (productie) in Spanje schommelt erg in de tijd, evenals in Duitsland rond 2005. Verklaring daarvoor is hoogstwaarschijnlijk het groeiende aandeel aan fluctuerende HE-bronnen (windenergie, zon-PV) die een grilliger productiepatroon kennen. De sterkste groei is te zien in Denemarken, gevolgd door Nederland en Duitsland. De elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen is in deze landen de afgelopen 17 jaar met ongeveer 400 tot 800% gestegen.

²⁶ Bron: http://www.renewable-energy-industry.com/press-releases/press-releases_detail.php?changeLang=en_GB&newsid=2946.

²⁷ Bron: <http://www.reuters.com/article/idUSTRE63L3Q720100422>. Vooral het opheffen van het open-einde-karakter van de subsidieregeling in Spanje heeft een grote impact op deze markt-onzekerheid.



3.3 Verplichtingensysteem

In Tabel 3 is een samenvatting weergegeven van de verschillen, op hoofdkenmerken, van de verplichtingensystemen in België (Vlaanderen), Polen, het Verenigd Koninkrijk en Zweden.

Tabel 3 Overzicht van landen met een verplichting

Land	Wie wordt verplicht?	Omvang en reikwijdte verplichting	Boete per certificaat/MWh en beprijzing	Allocatie van certificaten
België (Vlaanderen)	Leveranciers	6% in 2010. Apart systeem WKK en wind offshore	€ 125, gelden naar overheid Minimumprijs die afhankelijk is van techniek	Geen differentiatie
Polen	Leveranciers	7,5% in 2010. Apart systeem WKK	€ 60, gelden naar overheid	Geen differentiatie
Verenigd Koninkrijk (VK)	Leveranciers	10,4% in 2010. Kleine installaties (< 5 kW) uitgesloten (subsidie). Regeling eindigt in 2037	€ 41, terugsluis gelden naar leveranciers naar 'compliance' 'Headroom' mechanisme	Gedifferentieerd naar techniek ('banding')
Zweden	Leveranciers	17,9% in 2010. Regeling eindigt in 2030	150% van 12-maandelijks gemiddelde certificaatprijs, gelden naar overheid	Geen differentiatie

In deze paragraaf gaan we in op een aantal kenmerken van de verplichtingensystemen in België, Polen, het Verenigd Koninkrijk en Zweden. Het doel is niet om deze systemen in detail te beschrijven, maar tot een beknopte vergelijking te komen op een aantal cruciale ontwerpparameters:

- wie wordt verplicht (reikwijdte)?
- hoogte van target;
- boete (maximumprijs) en mogelijkheden tot sparen;
- de wijze van allocatie van certificaten.

De vergelijking is zoveel mogelijk beschrijvend van aard. Conclusies m.b.t. de ervaringen komen aan bod in het volgende hoofdstuk 4.

Wie wordt verplicht?

In de bij dit onderzoek betrokken landen is de verplichting neergelegd bij de leveranciers van elektriciteit en dus niet bij de producent. In meeste landen (Zweden, Vlaanderen en Engeland) valt de energie-intensieve industrie niet onder de verplichting, uit concurrentieoverwegingen. Doordat de verplichting is neergelegd bij leveranciers is namelijk de eigen elektriciteitsproductie door de energie-intensieve industrie ten behoeve van het eigen bedrijfsproces vrijgesteld (valt er niet onder).

Energie-intensieve industrie vaak buiten verplichting uit concurrentieoverwegingen.



In alle landen worden de kosten van het inkopen van de certificaten direct doorberekend aan de elektriciteitsverbruiker (consument). Hierbij is ervoor gekozen om de energie-intensieve industrie te ontzien.

Hoogte van target?

De hoogte van het target is in alle landen uitgedrukt als percentage van de elektriciteitsconsumptie. De hoogte verschilt van land tot land afhankelijk van de bestaande capaciteit en het potentieel (zie Tabel 3). Om voldoende zekerheid te bieden aan investeerders, hebben de meeste landen ervoor gekozen om de doelstelling minimaal voor de eerstvolgende periode van 5 of bij voorkeur 10 jaar bekend te maken. Uit een evaluatie van het systeem in Zweden bleek dat de huidige doelstellingen tot 2010 onvoldoende lange termijn zekerheid biedt aan producenten om substantiële nieuwe investeringen te kunnen genereren in duurzame energietechnologie. De targets zijn nu gedefinieerd voor elk jaar tot aan 2030. In het Verenigd Koninkrijk zijn de targets recent verlengd van 2027 naar 2037.

Allocatie van certificaten

In alle landen, behalve het Verenigd Koninkrijk (VK), is ervoor gekozen niet te werken met 'technologiebanden'. Zonder deze 'technologiebanden' ontstaat er één certificaatprijs en ontvangen alle technieken dezelfde mate van ondersteuning. In het VK zijn per april 2009 technologiebanden ingevoerd om zo de marktprijs (vergoeding) te differentiëren naar technologie. De invoering was een direct gevolg van de hoge vergoeding die wind-op-land binnen de niet-gedifferentieerde verplichting ontving. In 2007 is daarom voorgesteld om de technieken onder te verdelen in vijf verschillende groepen, afhankelijk van het niveau van 'marktrijpheid' om zo de 'rents' voor producenten in te perken (zie ook paragraaf 3.3.1).

Meerjarige verplichting geeft duidelijkheid.

Enkel in het Verenigd Koninkrijk wordt gewerkt met een verplichting met 'technologiebanden' (weging technieken).

Tabel 4 Overzicht van technologiebanden in het VK

Band	Technologie	Mate van ondersteuning ROC/MWh
1 Gevestigd 1	Stortgas	0,25
2 Gevestigd 2	Bijstook biomassa van reststromen	0,5
3 Referentie	Onshore wind Waterkracht Bijstook van energiegewassen	1
4 Post-demonstratie	Offshore wind Dedicated biomassa-installaties	1,5
5 Opkomend	Golf- en getijdenenergie Zon-PV Geothermisch Brandstoffen gemaakt met behulp van een geavanceerde conversietechnologie	2

De technologieschotten zorgen ervoor dat verschillende technieken een verschillende mate van ondersteuning ontvangen. Dit heeft enerzijds tot gevolg dat de rents voor goedkopere technieken worden verminderd, anderzijds neemt de prikkel om te investeren in duurdere technieken toe. Sinds de invoering van de technologiebanden is de interesse in wind-op-zee aanzienlijk toegenomen.



Effect boetes hangt samen met andere maatregelen en verschilt per land.

Prijsvorming, minimum- en maximumprijs

Ook de hoogte van de boete/maximumprijs verschilt sterk tussen de vier vergeleken landen met een verplichting (van € 41/MWh tot € 125/MWh). In Zweden komt de boete overeen met 150% van de 12-maandengemiddelde certificaatprijs. In 2009 was dit € 50/MWh ($1,5 * € 32/\text{MWh}$).

In het Verenigd Koninkrijk worden de boeteopbrengsten teruggesluisd in het groencertificatensysteem. De totale opbrengsten worden aan het eind van het jaar teruggegeven aan de partijen met een verplichting, naar rato van de mate waarin partijen voldaan hebben aan hun verplichting.

De boeteprijzen kunnen in alle landen worden gezien als de maximumprijs voor de certificaten. Het bestaan van verschillende boeteprijzen is ook logisch aangezien de boete hoger moet liggen dan te verwachte certificaatprijs om zo een optimale prikkel te geven om te investeren in plaats van zich uit te kopen. Het Verenigd Koninkrijk vormt hierop een uitzondering aangezien de betegelden teruggesluisd worden naar de leveranciers (en producenten), waardoor een prijsopdrijvend effect ontstaat. Hierdoor komt de certificaatprijs in de praktijk meestal uit boven het boetebedrag.

De hoogte van de certificaatprijs hangt weer af van de 'marginale techniek' ofwel de hoogte van verplichting ten opzichte van de kostencurve van hernieuwbare elektriciteit. De hoogte van de boete kan ook in de loop van de tijd veranderen, aangezien de kostencurve geen constante is. Er zijn dan ook geen algemeen geldende conclusies te trekken over de absolute hoogte van de boete; het gaat vooral om het prijsverschil tussen de marginale techniek (certificaatprijs) en de boeteprijs.

Banking verhoogt marktwerking

De overheid kan de marktefficiëntie vergroten door het toestaan van banking (lenen en sparen van certificaten). In de betreffende landen zijn dan ook verschillende spaarfaciliteiten opgezet, m.n. in de kleinere landen. De faciliteiten voor lenen zijn over het algemeen zeer beperkt. In het Verenigd Koninkrijk kunnen groencertificaten gespaard worden voor een volgende periode tot een maximum van 25% van de verplichting.

In Zweden bestaat er de mogelijkheid tot het ongelimiteerd sparen van certificaten (dit was eerst 25%).

In Vlaanderen zijn de mogelijkheden binnen 5 jaar ongelimiteerd. Met name in de kleinere markten lijkt er een consensus te bestaan om sparen ruimer toe te staan met het oog op voldoende liquiditeit van certificatenhandel.

Minimum certificaatprijs

Om prijsfluctuaties tegen te gaan en investeerders meer zekerheid te geven, kan overwogen worden een minimum certificaatprijs in te voeren. Het algemene beeld is dat een verplichting goed moet kunnen werken zonder een minimumprijs en dat dit hooguit een tijdelijke oplossing is om prijsvolatiliteit te verminderen (ECN, 2006).

Op dit moment bestaat alleen een minimumprijs voor certificaten in Vlaanderen, nadat een minimumprijs in 2007 in Zweden is afgeschaft. In Vlaanderen is deze minimumprijs gespecificeerd voor een aantal duurdere technieken (zie Tabel 5). De distributienetbeheerders zijn verplicht om groencertificaten op te kopen tegen een vaste minimumprijs als de certificaatgerechtigde hierom verzoekt. Alleen de minimumprijs (€ 350/MWh tegenover de 'marktprijs' van € 107/MWh) voor zonne-energie wordt ook daadwerkelijk uitgeoefend in Vlaanderen. Het verschil tussen marktprijs en minimumprijs wordt door de (transport- of distributie)netbeheerder bijgepast en vervolgens doorberekend aan de consument. Een minimum certificaatprijs fungeert in feite als een vast feed-in tarief die gefinancierd wordt door de

Lenen en sparen van certificaten ondersteunt marktefficiëntie.

Minimumprijs bij introductie verplichting kan worden overwogen om prijsfluctuaties tegen te gaan.



consument. In feite vormt een minimumprijs een alternatieve oplossing van de weegmethode (techniekbanden), waarin het aantal certificaten gealloceerd wordt op basis van de 'afstand tot de markt' (marktrijpheid).

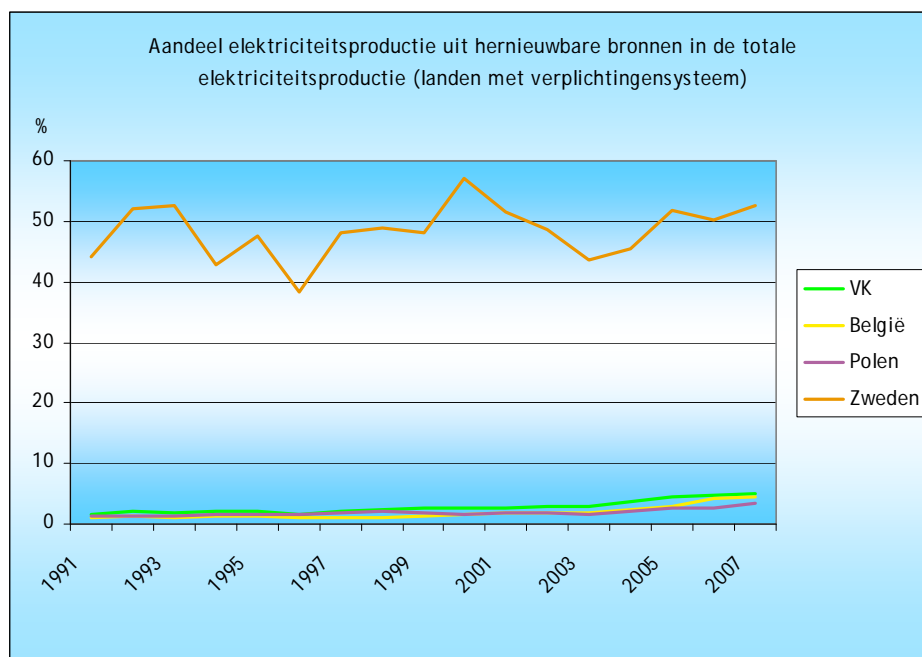
Beide systemen (wegen/allocatie of minimumprijs) hebben zowel voor- als nadelen (zie ook 'allocatie van certificaten'). In feite betekent het dat beide methoden er voor zorgen dat duurdere technieken worden gestimuleerd, hetgeen zich vertaalt in een hogere elektriciteitsprijs. Hiertegenover staat dat een 'race to the bottom' - het ondersteunen van alleen goedkope technieken - ten dele wordt voorkomen.

Tabel 5 Overzicht van minimumprijzen per techniek in Vlaanderen

Technologie	Minimumprijs per certificaat (Euro/MWh)
Zonne-energie (zon-PV)	350 (installatie in 2010)
Waterkracht, getijden- en golflagenenergie	95
Windenergie op land	80
Organisch-biologische stoffen, al dan niet met co-verbranding	80
Vergisting van organisch-biologische stoffen in stortplaatsen	80
Organisch-biologisch deel van afvalstoffen	80

In Figuur 9 is de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen in landen met verplichtingensysteem weergegeven. Bij de ontwikkeling dient in het achterhoofd te worden gehouden dat in Zweden, België, het Verenigd Koninkrijk en Polen de verplichting in de periode 2002-2003 werd ingevoerd.

Figuur 9 Ontwikkeling van elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen in België, Polen, het Verenigd Koninkrijk en Zweden als percentage van de totale elektriciteitsproductie

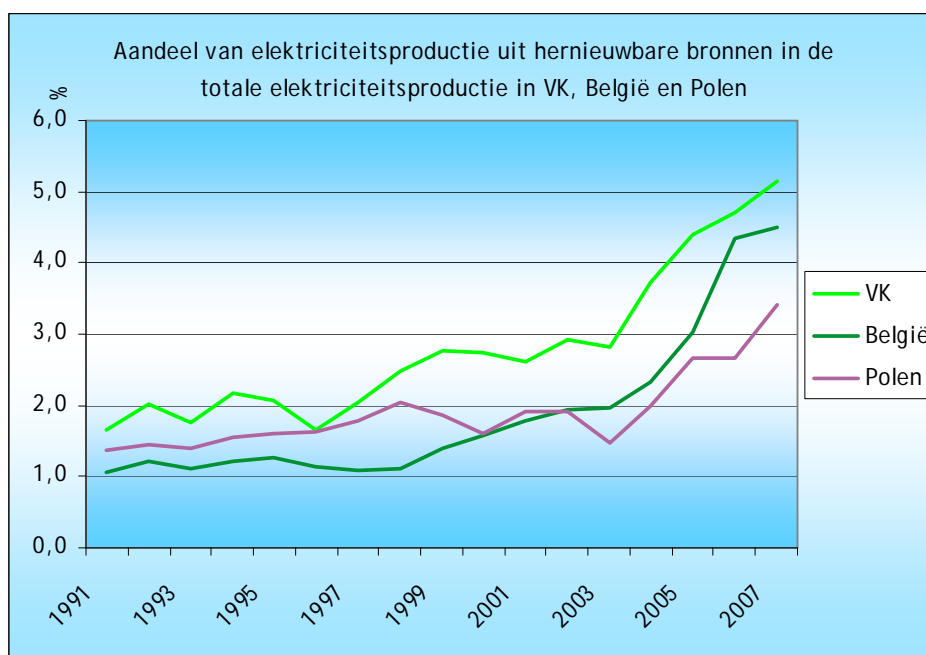


Bron: Eurostat, 2007.



Om het plaatje iets te verduidelijken, is in Figuur 10 Zweden buiten beschouwing gelaten.

Figuur 10 Ontwikkeling van elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen in België, Polen en het Verenigd Koninkrijk als percentage van de totale elektriciteitsproductie



Bron: Eurostat, 2007.

Uit Figuur 10 valt af te lezen dat alle landen vanaf 2002-2003 een duidelijke toenemende trend van het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen laten zien.

3.3.1 Case study Verenigd Koninkrijk

Verplichting Verenigd Koninkrijk sinds 2002.

De hernieuwbare energiemarkt in het Verenigd Koninkrijk wordt ondersteund met de *Renewables Obligation*. Deze is in april 2002 van kracht geworden. Het verplicht elektriciteitsleveranciers om een bepaald aandeel van de elektriciteit die ze leveren uit hernieuwbare bronnen te betrekken. De kernpunten van dit systeem zijn als volgt:

- In 2003 was het target 3% en het aandeel loopt geleidelijk op tot 10% in 2010. De verplichting is wettelijk vastgelegd tot 2037.
- Producenten van hernieuwbare elektriciteit ontvangen zogeheten Renewables Obligation Certificates (ROC's) voor iedere opgewekte MWh elektriciteit. Deze certificaten kunnen aan de elektriciteitsleveranciers worden verkocht, die zo aan hun verplichting kunnen voldoen.
- De kosten van het systeem worden opgebracht door eindverbruikers en worden onder controle gehouden door een prijsmaximum of boete.
- Indien leveranciers niet voldoende ROC's hebben om hun verplichting te dekken, mag een leverancier (een deel van) zijn verplichting afkopen via een afdracht ('boetebetaling') aan een 'buy-out fonds', op basis van een vaste prijs per MWh waarvoor hij ROC's tekort komt. De inhoud van dit buy-out fonds wordt teruggesluisd naar de leveranciers naar rato van het aantal ROC's dat ze hebben ingeleverd ('compliance'); hoe hoger het aantal overgedragen ROC's, hoe hoger het bedrag dat een leverancier tegemoet kan zien uit het buy-out fonds.



- Daarnaast bestaat een vrijstelling voor hernieuwbare elektriciteit vanuit de *Climate Change Levy*.

Hieronder gaan we nader in op drie specifieke kenmerken van het systeem in het Verenigd Koninkrijk, te weten:

- de technologiebanden;
- de terugsluis van de boete;
- het zogenaamde 'headroom mechanisme'.

Technologiebanden

In de oorspronkelijke opzet werden alle technieken op dezelfde manier gewaardeerd, ongeacht de marktrijpheid. Doel was een kosteneffectieve inzet op de hernieuwbare elektriciteitsdoelstelling. In 2009 is een belangrijke wijziging ingevoerd te weten een regime van verschillende technologiebanden waarbij verschillende aantallen ROC's toegekend worden, afhankelijk van de marktintroductiefase. Hoe verder de hernieuwbare energiebron van markt-introductie verwijderd, hoe hoger de beloningsfactor voor de ROC's (oplopend tot maximaal twee ROC's per MWh). Daarmee krijgen ook minder kosten-effectieve technieken zoals wind-op-zee, geothermie, golf- en getijdenenergie en zon-PV meer ondersteuning. Het systeem van techniekbanden is verankerd in de wetgeving zodat wijziging een flinke voorbereiding vergt.

Op 22 januari 2007, diende OFGEM ernstige bezwaar in tegen de door de overheid voorgestelde wijzigingen en verzocht om het systeem van de *Renewables Obligation* te vervangen. Kern van de kritiek is dat de regeling een 'zeer kostbare manier' van steun aan hernieuwbare elektriciteit vormt. In het bijzonder vreest OFGEM dat elektriciteitsverbruikers (consumenten) fors extra moeten betalen voor investeringen in hernieuwbare elektriciteit, zonder dat deze van de grond komen (o.a. vanwege problemen met het verkrijgen van een bouwvergunning)²⁸. De extra kosten voor de consument worden, als gevolg daarvan, geschat op € 9 tot € 31/MWh.

Ten tweede kan een poging om tot een indeling van technieken te komen nadelig zijn voor de consument, aangezien het lastig is voor de overheid om in te schatten welke wegingsfactor bepaalde technieken krijgen. Het maken van een verkeerde keuze betekent dat de betreffende technieken te veel of te weinig subsidie ontvangen. Dit zal de competitie op de certificaatmarkt verminderen waardoor de neerwaartse druk op de kosten uiteindelijk afneemt.

Terugsluis van de boete

Een ander belangrijk onderscheidend kenmerk in het systeem van het Verenigd Koninkrijk zijn de boeteopbrengsten die teruggesluisd worden in het groen-certificatensysteem. Deze totale opbrengsten worden aan het eind van het jaar teruggegeven aan de partijen met een verplichting, naar rato van de omvang van de verplichting en de mate waarin partijen voldaan hebben aan hun verplichting. Hierdoor wordt een extra onzekerheid geïntroduceerd in het systeem, omdat partijen met een verplichting een inschatting moeten maken wat ze aan inkomsten zullen krijgen uit de boeteopbrengsten, en dit vergelijken met de boete die ze moeten betalen bij het niet halen van de verplichting (ECN, 2005). Het leidt zelfs tot een prikkel om niet (volledig) aan de verplichting te voldoen, om daarmee boeteopbrengsten te creëren. Deze

²⁸ De British Wind Energy Association, waarvan de leden de belangrijkste begunstigers van de bestaande regeling zijn, concludeert dat OFGEM gedeeltelijk zelf verantwoordelijk is voor de kosten, omdat het heeft nagelaten hernieuwbare elektriciteit voorrang op het net te geven. Zij benadrukken ook de noodzaak om de stabiliteit in de markt te handhaven omwille van het vertrouwen van investeerders.

In Verenigd Koninkrijk sinds 2009 verschillend aantal certificaten afhankelijk van techniek (weging).

Terugsluis boete leidt tot marktverstoring.



inherente onzekerheden leiden tot hoge risicopremies en een matig investeringsklimaat. De bijzondere manier waarop het systeem is opgezet heeft ertoe geleid dat in 2003 slechts 60% van de verplichting is gehaald (ECN, 2005). De rest is afgekocht door het betalen van de boete.

Headroom dempt te grote schommelingen certificaatprijs.

Headroom mechanisme

De prijsvorming in het systeem van de *Renewables Obligation* in het Verenigd Koninkrijk is sinds april 2009 gebaseerd op het systeem van 'headroom': de hoogte van de verplichting wordt niet gebaseerd op een vaststaande target, maar op het verwachte aantal ROC's in het komende jaar inclusief een extra toename van 10%. Dit zorgt voor een stabiele en meer voorspelbare prijsvorming op de certificaatmarkt. Op deze manier wordt voorkomen dat op de markt een excessief tekort of overschot aan rechten ontstaat, waardoor de prijs respectievelijk extreem zou toenemen respectievelijk zou dalen naar nul. Dit headroom mechanisme wordt door alle stakeholders als een duidelijke verbetering ervaren ten opzichte van het targetmechanisme.

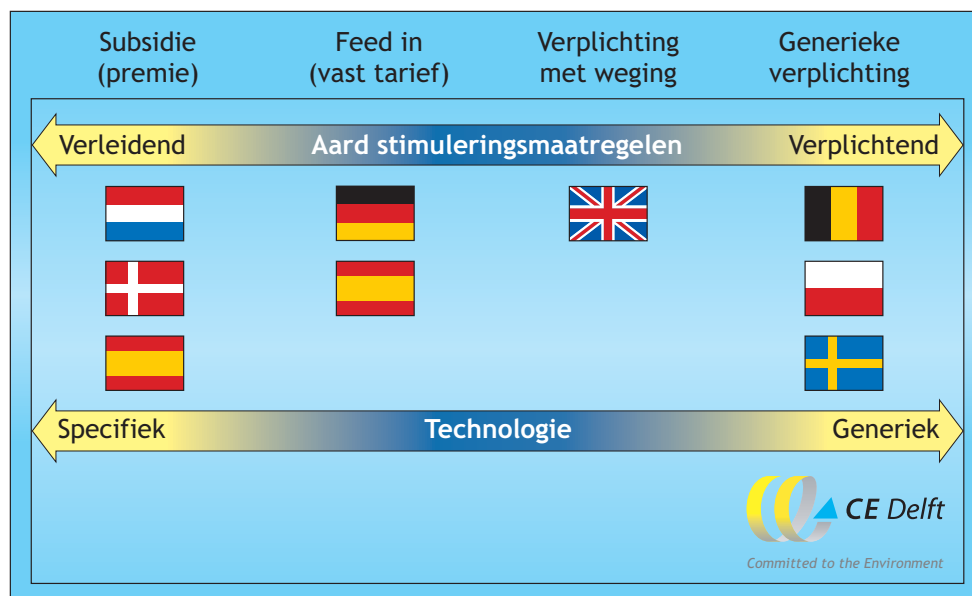


4 Analyse systemen

4.1 Inleiding

Op basis van de analyse uit eerdere hoofdstukken, kunnen de verschillende stimuleringsregimes in de verschillende landen qua kenmerken als volgt naast elkaar worden gezet (Figuur 11).

Figuur 11 Illustratie verschillende stimuleringsregimes



Bron: CE Delft, 2010.

In dit hoofdstuk presenteren we de analyse van de beschrijvingen en vergelijking in de voorgaande hoofdstukken. Het in hoofdstuk 1 gepresenteerde analysekader is hiervoor leidend. Daarin zijn de volgende criteria opgenomen:

- effectiviteit;
- kosteneffectiviteit (doelmatigheid);
- mate van zekerheid producenten (micro en macro).

4.2 Effectiviteit

Subsidie en verplichting kunnen beiden tot meer hernieuwbare elektriciteit leiden.

Het eerste criterium betreft de mate waarin beide beleidsregimes erin slagen om een bijdrage te leveren aan het realiseren van de doelen op het gebied van hernieuwbare elektriciteit.

ECN (ECN, 2005) heeft een evaluatie uitgevoerd van de ervaringen opgedaan in het buitenland, met het instrument van een verplicht aandeel voor duurzame energie. De uitkomsten van de evaluatie geven geen eenduidig beeld. Hoewel een verplichting, in combinatie met verhandelbare groencertificaten in theorie effectief en kosteneffectief is, kan op basis van de ervaringen tot nu toe nog niet gesteld worden dat deze beloften helemaal worden waargemaakt.

De ervaringen tot op heden hebben laten zien dat een zorgvuldig ontwerp uitermate belangrijk is. De hoogte van de verplichting moet zowel haalbaar als ambitieus zijn. Wanneer de verplichting niet haalbaar is, dan zullen de leveranciers hun uitweg zoeken door de boete te betalen en deze kosten af te wentelen op de consument, terwijl het aandeel hernieuwbare elektriciteit in de elektriciteitsmix nauwelijks toeneemt. Is de hoogte van de verplichtingen daarentegen niet ambitieus genoeg, dan ontstaat er geen redelijke prijs voor certificaten waardoor er geen solide handel in certificaten van de grond komt.

Er is een aantal redenen waarom evaluatie van de beleidsprestaties onder beide regimes lastig is:

- Ook niet-economische belemmeringen spelen een rol bij de effectiviteit van de verschillende steunregelingen. Daarbij gaat het om belemmeringen, zoals vertraging en uitstel in besluitvormingsprocedures/vergunningen en beperkingen in toegang tot het net. Bovendien verschilt bijvoorbeeld de beschikbaarheid van zon en wind, als gevolg van de gemiddelde windsnelheden en zonnestraling, van locatie tot locatie.
- Er zijn dermate belangrijke verschillen tussen invulling van subsidie-systemen enerzijds en verplichtingensystemen anderzijds in de verschillende onderzochte landen, dat moeilijk kan worden gesproken in termen van 'een verplichting is kosteneffectiever dan een subsidie'. In een vergelijkende analyse van de EC (EC, 2005) blijkt in het algemeen dat in de landen waar de stimulering lager uitvalt dan de gemiddelde kosten van de techniek, de penetratiegraad ervan relatief laag is²⁹. Voor wind-op-land en zon-PV is te zien dat de penetratiegraad in de landen waar relatief de meeste subsidie wordt gegeven, het hoogst is. Dit zijn allemaal landen die een subsidiesysteem kennen³⁰.
- Ten aanzien van verplichting is nog beperkte ervaring opgedaan waarbij tevens de nodige aanloopproblemen zijn geweest. Deze ervaringen laten zien dat een verplichting een complex instrument is, waarmee de beleidsprestaties niet direct na invoering optimaal zijn.

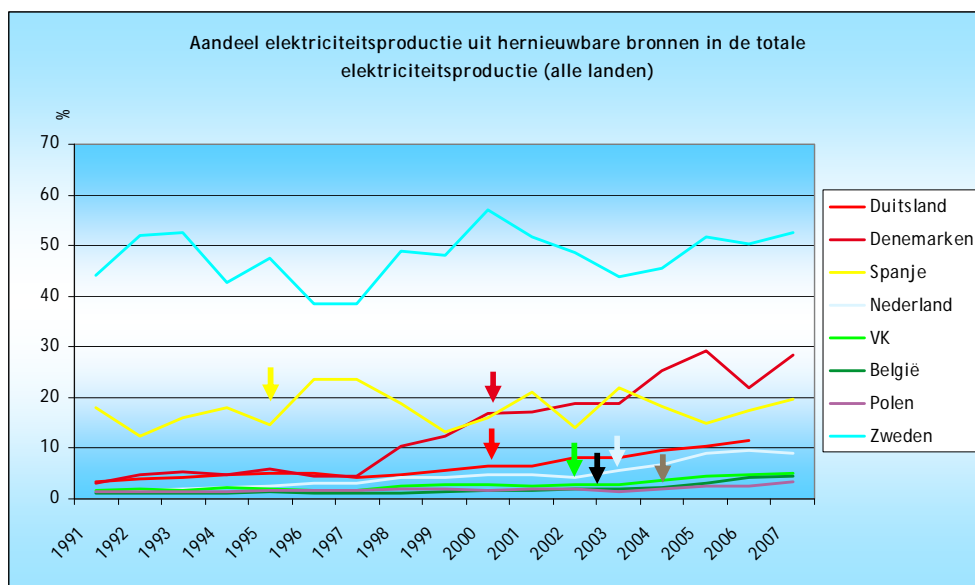
Het is belangrijk deze kanttekeningen in het achterhoofd te houden bij de beoordeling van de ontwikkeling van het aandeel HE. Hoewel verplichten in theorie garantie geeft op een bepaalde doelstelling, blijkt dat een goed ontworpen subsidieregeling in de praktijk zeer effectief te zijn. In Figuur 12 is de ontwikkeling van het aandeel elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen voor alle onderzochte landen in één figuur weergegeven (in % van de totale elektriciteitsproductie). Met behulp van pijlen is aangegeven wanneer in de verschillende landen relevant stimuleringsinstrumentarium is geïntroduceerd.

²⁹ Uitzondering daarop is het aandeel biomassa in Denemarken en Zweden. In die landen is het van oudsher gebruikelijk om biomassa in te zetten in de energievoorziening (EC, 2008).

³⁰ Het feit dat de realisatie van wind-op-land in het Verenigd Koninkrijk tot nu toe achterblijft, hangt vooral samen met lange doorlooptijden vergunningprocedures en realisatie aansluit- en transportcapaciteit. Inmiddels zijn maatregelen getroffen om sneller aansluiten mogelijk te maken.



Figuur 12 Ontwikkeling HE-productie als % van totale elektriciteitsproductie in onderzochte landen



Bron: Eurostat, 2007.

Groei elektriciteitsproductie

In het algemeen is (de groei van) het aandeel elektriciteitsproductie (MWh) uit hernieuwbare bronnen hoger in landen met een subsidiesysteem. Uitzondering daarop is Zweden. Zweden is een land waar van oudsher de meeste elektriciteit wordt opgewekt met waterkrachtcentrales³¹. In Tabel 6 is weergegeven hoe het opgestelde HE-vermogen (MW) is gegroeid in de verschillende landen over de periode 1997-2007.

Als gekeken wordt naar het verschil in effectiviteit tussen de diverse subsidiesystemen, dan lijken systemen waarin gebruik wordt gemaakt van een vast tarief (Duitsland) het meest effectief vermoedelijk omdat deze de minste investeringsonzekerheid met zich meebrengen. Het risico wordt in deze constructie niet (langer) gedragen door producent, maar door bijvoorbeeld de overheid (MEP) of consument, via een opslag op de elektriciteitsprijs/-rekening.

Groei elektriciteitsvermogen

In Tabel 6 is te zien dat het opgestelde HE-vermogen in de landen met een subsidiesysteem veel forser is toegenomen dan in landen met een verplichting. Deze indicator is minder afhankelijk van lokale zon- en windomstandigheden dan de elektriciteitsproductie (volumes).

³¹ In 2007 bedroeg het aandeel geproduceerde elektriciteit uit waterkracht ruim 45% van de totale elektriciteitsproductie. De overige elektriciteitsproductie was afkomstig van kern-energie (ruim 44%), conventionele centrales (ruim 9%) en windenergie (1%). Bron: EREC, 2009.



Tabel 6 Groei opgesteld HE-vermogen in de periode 1997-2007 (in procenten)

Groei totale HE-vermogen 1997-2007 in %	
<i>Subsidie</i>	
Nederland	242%
Denemarken	166%
Duitsland	218%
Spanje	101%
<i>Verplichting</i>	
België	49%
Polen	32%
Verenigd Koninkrijk	70%
Zweden	13%

Bron: Eurostat.

Het beeld van de gestage groei van hernieuwbare productie en vermogen in landen met een subsidiesysteem wordt bevestigd door een evaluatiestudie van de Europese Commissie (EC, 2005). Hieruit blijkt dat alle landen met een hoger dan gemiddelde effectiviteit van het stimuleringsbeleid voor hernieuwbare elektriciteit, subsidieregelingen kennen (Denemarken, Duitsland en Spanje). Dit systeem lijkt in die landen tot het beste resultaat te leiden bij met name wind- en zonne-energie³². De mate waarin subsidies effectief zijn, is afhankelijk van geboden investeringszekerheid en de stabiliteit van het systeem (EC, 2005). Ook Nederland kent een goed resultaat in de toename van de hernieuwbare elektriciteitsproductie sinds de invoering van de MEP, en daarna SDE, met name m.b.t. de (mee)stook van biomassa en biogas. Hierbij dient aangetekend te worden dat in Europa meer ervaring is opgedaan met subsidies dan met verplichtingen.

4.3 Kosteneffectiviteit

Het tweede criterium betreft de beoordeling van de vraag tegen welke kosten de doelen van hernieuwbare elektriciteit gehaald kunnen worden. We maken onderscheid tussen de kosten voor de maatschappij, de kosten voor de overheid en de kosten voor de consument.

Kosten voor maatschappij

Theoretische analyse maakt aannemelijk dat een verplichting in staat is om het target zo efficiënt mogelijk te behalen. Concurrentie op de markt leidt tot een prikkel voor kostenreductie op de langere termijn. Door de werking van de markt worden de technieken met de laagste kosten geselecteerd, waardoor de kosten voor het behalen van de doelstelling lager uit kunnen vallen dan onder een subsidiesysteem (hetzij tarieven of vergoedingen). Met een subsidiesysteem is deze prikkel weliswaar aanwezig als het gaat om het naar beneden brengen van kosten *binnen* biomassa- en windprojecten, maar afwezig als het gaat om concurrentie *tussen* technieken. Op termijn als kostprijnsverschillen gering zijn en er een structurele markt door hernieuwbare energie is ontstaan, is deze drive om kosten te verlagen cruciaal.

³² Waarbij men zich kan afvragen of een dergelijk subsidiesysteem in Europees opzicht kosten-effectief is. Immers, Duitsland heeft, in tegenstelling tot bijvoorbeeld Spanje, geen comparatief kostenvoordeel als het gaat om het opwekken van elektriciteit met behulp van zon-PV (relatief lage 'zoninstraling').



Ondanks verschillen per land lijkt subsidie effectief, maar niet altijd doelmatiger dan verplichting.

In de praktijk zal de kosteneffectiviteit van zowel een verplichting als van een subsidie sterk afhangen van de vormgeving. De analyse laat er geen doorslaggevende ontwikkelingen zien in de betreffende landen die pleiten voor een verplichting of voor een subsidieregeling.

De situatie in het VK waarin *wind-op-land* in sterke mate werd gestimuleerd (zelfs op minder rendabele locaties) heeft ertoe geleid dat een systeem van banding is geïntroduceerd in 2008. In dit systeem van banding is ook nadrukkelijk een grotere stimulans gecreëerd voor technieken die verder van marktintroductie staan (wind-op-zee, geothermie en golf- en getijdenenergie). Het is evident dat daarmee de kosten om aan de doelstelling te voldoen omhoog gaan, alsmede de door de consument te betalen elektriciteitsprijs. Hiertegenover staat dat er meer ruimte wordt gecreëerd voor technieken die verder van de marktintroductie af staan. Op den duur kunnen de gewichten (2 en 1,5 x ROC) voor innovatieve technieken worden teruggebracht naar de standaardwaarden. In het Duitse en Spaanse subsidiesysteem is dit ondervangen door het in de loop van de tijd degressief tarief, met de intentie om bedrijven te prikkelen snel te investeren. In beide gevallen betekent het stimuleren van duurdere technieken hogere kosten voor het bereiken van de HE-doelen. Echter op de langere termijn zal de leercurve van deze duurdere technieken waarschijnlijk sneller worden doorlopen.

Kosten voor overheid

'Fine tuning' leidt tot kosten bij zowel subsidie- als verplichtingssysteem.

Onderscheid wordt gemaakt tussen de uitgaven in het systeem (subsidie of inkoop van certificaten) en de uitvoeringskosten en administratieve last. In een verplichtingssysteem worden de kosten van aanschaf van certificaten per definitie doorbelast in de elektriciteitsprijs die afnemers betalen in lijn met het principe van 'de gebruiker betaalt'. Het is uiteindelijk onontkoombaar - gegeven de groei van HE en het toenemende beslag op de overheidsfinanciën - dat de eindgebruiker de financiering van de SDE-subsidies voor zijn rekening neemt, conform de Duitse en Spaanse regeling. Dit impliceert dat in beide gevallen de uitgaven voor de overheid tot een minimum (alleen beleidsvoorbereiding en evaluatie) beperkt blijven.

Ten aanzien van de *kosten van uitvoering* hebben we in deze studie geen kwantitatieve analyse. Zowel verplichtingen als subsidiesystemen worden aanzienlijk gecompliceerder naarmate systemen meer verfijnd en techniek-specifiek worden gemaakt om ook duurdere technieken op te kunnen schalen. Met name de uitvoering- en toezichtlast voor de toezichthouder in het Verenigd Koninkrijk, OFGEM, is met de introductie van techniekbanden aanzienlijk toegenomen, vanwege o.a. het onderscheid tussen de bestaande en nieuwe projecten en de techniek-specifieke uitgifte van certificaten³³.

Kosten voor consument

Bedrijven berekenen onzekerheid door in de prijs. Overwinst mogelijk.

Stimuleringsregimes kunnen verschillende gevolgen hebben voor de lasten voor de elektriciteitsproducent. Risico's op beleidswijzigingen en veranderende marktontwikkelingen kunnen zich vertalen in een hogere elektriciteitsprijs voor afnemers. Tevens kan er sprake zijn van overwinsten. Wij merken expliciet op dat het bestaan van overwinsten weliswaar voor de kosten van de eindgebruiker van belang is, maar uit maatschappelijk oogpunt een verdelingsvraagstuk betreft tussen producent (meer winst) en consument (hogere elektriciteitsrekening). Overwinsten onder een verplichting doen kortom niets af aan de verwachting dat de maatschappelijke kosten lager zullen zijn. Voor het draagvlak van een verplichting is het bestaan van winsten die niet toe te

³³ Overigens ook door de complicatie van verschillende regio's zoals Wales, Schotland en Noord-Ierland.



rekenen zijn aan 'goed ondernemerschap' zeer schadelijk, zo leert de ervaring in het VK.

Subsidie dempt overwinst, maar kan desondanks hogere maatschappelijke kosten met zich meebrengen.

Op de eerste plaats kan er sprake zijn van overmatige winsten in een verplichtingensysteem. Met dure technologieën die nodig zijn voor het behalen van de verplichting, kan een relatief hoge evenwichtsprijs leiden tot grote winsten bij de producenten met lage kosten. Een subsidiesysteem wordt meestal gedifferentieerd per technologie en vermijdt zulke overwinsten, mits voldoende categorieën onderscheiden worden. Dit voorkomt dat de producenten een prijs krijgen die nodig is voor de duurste optie. Of sprake is van overwinsten kan meestal zeer moeilijk hard worden gemaakt en is de praktijk nooit onomstotelijk aangetoond. Echter OFGEM heeft in het Engelse systeem van verplichtingen duidelijk gewezen op het risico dat consumenten te veel betalen uit hoofde van bescherming van de consument.

Een tweede aspect in de kosten voor de consument wordt gevormd door het bestaan van regulerings- en marktrisico's. Bij een voor (bijvoorbeeld) tien jaar lang verzekerde subsidievergoeding is de zekerheid voor een investeerder groter dan onder een verplichting waarin de toekomstige certificaatprijs afhankelijk is van schaarste op de certificaatmarkt en beleid inzake de verplichting.

De risico's worden doorgegeven in een hogere certificaatprijs aan de elektriciteitsafnemer. Voor de regulator OFGEM in het VK was dit reden om in de consultatie in 2007 te spreken van ernstige bezwaren tegen het ROC-systeem in het Verenigd Koninkrijk en te pleiten voor alternatieve stimulering.

In de praktijk is ook te zien dat certificaatprijzen bij een verplichting inderdaad hoger liggen, vanwege de hierboven beschreven beleids- en marktrisico's voor producenten (CPB, 2009). Keerzijde is dat de overheid bij een subsidiesysteem wordt geconfronteerd met een onzekere omvang van elektriciteit die uit hernieuwbare bronnen wordt geproduceerd. In zekere zin hangt er een prijskaartje aan de verantwoordelijkheid die bij marktpartijen wordt gelegd voor het bereiken van de HE-targets en de verminderde flexibiliteit van de productie groene stroom³⁴. De verminderde productieflexibiliteit heeft een prijskaartje.

Wie precies welk risico draagt, hangt af van het exacte ontwerp van de regeling. Ook hier geldt dat opgepast moet worden met te algemene conclusies alsof er één verplichting of een subsidie zou bestaan. Zo is de prijsvorming in de *Renewables Obligation* in het Verenigd Koninkrijk inmiddels gebaseerd op het principe van 'headroom', waardoor een stabiele en voorspelbare prijsvorming op de certificaatmarkt optreedt. Dit heeft wel tot gevolg dat doelbereiking afhangt van productiemogelijkheden voor hernieuwbaar dat jaar en dus minder zeker is geworden. Aan de andere kant is ook budgetbeperking in de subsidiesystemen in Spanje en Duitsland geïntroduceerd die tot marktonzekerheid van de zijde van investeerders heeft geleid.

³⁴ Zowel Duitsland als Spanje, beide (deels) gebruikmakend van vaste feed-in tarieven, hebben aangekondigd bestaande regelingen te gaan versoberen. Ook is niet gegarandeerd dat de HE-doelstelling wordt gehaald.



Strategieën ter voorkoming van overwinsten

In de verschillende landen is het ontwerp van beide systemen in de loop van de jaren verfijnd om deze zwakheden op te vangen. Bij verplichtingen zijn beleidwijzigingen met name gericht op het ondervangen van het ontstaan van overwinsten. Mogelijkheden hiervoor zijn:

- Ten eerste het geven van technologiespecifieke (investerings-)subsidies, die een nivellerende werking hebben op de kostenverschillen tussen de technologieën. Dit zou met name moeten gelden voor de duurdere technieken die wel nodig zijn om het target te halen. Er ontstaat dan een hybride systeem van een (geleidelijk toenemende) generieke verplichting en investeringssubsidies voor duurdere technieken.
- Een tweede mogelijkheid is het instellen van techniekbanden voor (groepen van) technologieën die verder van marktintroductie verwijderd zijn.
- Tenslotte kunnen de partijen met een verplichting (leveranciers) lange termijn contracten in competitie aanbieden aan producenten om extra druk uit te oefenen op verlaging van de aanbiederprijs.

Zonder het gebruik van de hierboven genoemde strategieën is het aannemelijk dat een verplichtingssysteem voor leveranciers tot hogere prijzen voor groene stroom in de portfoliomix leidt.

4.4 Mate van zekerheid

Lange termijn zekerheid voor investeerders in hernieuwbare energieprojecten is een essentiële randvoorwaarde voor de groei van hernieuwbare elektriciteit. Er is een cruciaal onderscheid tussen investeerderzekerheid op micro- en macroniveau. Micro-economisch verschillen beide systemen fundamenteel in het risico voor de producent. Met de MEP en SDE waren producenten verzekerd van een subsidie voor een gegeven aantal jaren, onafhankelijk van latere beleidwijzigingen. Bij een verplichting hangt de vergoeding af van de certificaatprijs en die is onzeker in de toekomst. Naast risico op de certificaatmarkt ontstaat een tweede risicomponent: het risico op beleidswijziging (boete, hoogte van target en 'technologiebanding'). Financiers van HE-projecten eisen stabiele cash-flows en zien risico's op fluctuaties in kasstromen liefst zo veel mogelijk geoutsourced. Daarbij moet het uitsluiten van marktrisico's hier niet overdreven worden: HE-markten moeten uitgroeien tot volwaardige en volwassen markten, waar de financieringssector in staat zal moeten zijn om in te spelen op variërende omstandigheden in het weer, de markt en de prijsvorming. Dat is lastig voor *wind offshore* in Nederland zonder noemenswaardig track record, dat dan ook aanzienlijke financieringsrisico met zich mee brengt. Voor *wind onshore* en *biomassa stand alone installaties* als bewezen technieken zijn financieringsrisico veel beter te overzien en te beheersen. Dit laatste pleit ervoor terughoudend te zijn met het onmiddellijk opnemen van *wind-op-zee* onder een verplichtingssysteem in Nederland. Tenslotte kan het reguleringsrisico (beleidwijzigingen) tot een minimum worden beperkt door bestaande projecten hiervan uit te sluiten. Dit maakt, zoals ervaringen in het Verenigd Koninkrijk leren, het systeem wel veel complexer.



Inschatting is dat, eenmaal ingevoerd, verplichtingensystemen minder gevoelig zijn voor politieke omstandigheden (robuuster).

Macro-economisch hangt het risico voor producenten met name af van de consistentie van het gevoerde beleid³⁵. Dit betekent bijvoorbeeld dat voor langere periode de beschikbare subsidiebedragen, dan wel het verloop van de hoogte van de verplichting voor investeerders bekend moet zijn. Of een stabiel investeringsklimaat kan ontstaan, is dus direct afhankelijk van het optreden van de overheid en de manier waarop zij de randvoorwaarden van de verschillende instrumenten invult. Het is goed zich te realiseren dat de mate van zekerheid niet één-op-één aan de contouren van het beleidsinstrument zijn op te hangen: ook de lange termijn verplichting kan door wetwijzigingen aangepast worden (zij het iets minder makkelijk) enerzijds en kan een subsidiesysteem in de wet worden vastgelegd (zoals de EEG in Duitsland) anderzijds.

In principe kan een verplichting er wel toe leiden dat investeerders in biomassa, wind en andere HE-technieken meer zekerheid op de langere termijn ondervinden. Dit geldt met name voor de landen waar een verplichting in de wet is opgenomen. Wanneer verplichtingen eenmaal zijn ingevoerd, zouden deze systemen minder gevoelig zijn voor politieke omstandigheden dan een systeem gebaseerd op subsidies (ECN, 2006). Vooral de wens om voortdurend te corrigeren voor te veel uitgekeerde subsidies speelt sterk bij een subsidieregime gebaseerd op premies. Ook in een verplichtingensysteem kunnen overwinsten van producenten aanleiding zijn voor politieke interventies die het vertrouwen in de goede werking van de groen-certificatenmarkt kunnen schaden.

³⁵ Hetzij door aanpassing van subsidies hetzij door aanpassing van de targets.



5 Een verplichting in Nederland

5.1 Inleiding

Op dit moment vindt in Nederland discussie plaats over de toekomst van het stimuleringsinstrumentarium voor HE. Enerzijds vanwege de zogenoemde brede heroverwegingen (bezuinigingen) en de aankomende kabinetsformatie. Anderzijds vanwege de vraag of met de Nederlandse SDE-regeling in zijn huidige vorm de doelstelling voor hernieuwbare energie zal worden gehaald³⁶ en tegelijkertijd een stabiel investeringsklimaat en een structurele markt worden gecreëerd voor HE, ook ná 2020. Daarbij wordt de invoering van een Nederlandse verplichting voor leveranciers van hernieuwbare elektriciteit beschouwd als een mogelijk alternatief.

In dit hoofdstuk wordt beschreven hoe een (gedeeltelijke) verplichting voor hernieuwbare elektriciteit in Nederland goed zou kunnen functioneren en wat daarvoor nodig is. Voorwaarde is in ieder geval dat een dergelijk systeem:

- effectief (doeltreffend) is in termen van het halen van de doelstelling voor hernieuwbare energie;
- kosteneffectief (doelmatig) is in de zin dat de kosten voor het halen van de doelstelling niet meer bedragen dan nodig;
- zekerheid biedt aan de producenten van hernieuwbare elektriciteit (micro: investeringsklimaat) en bijdraagt aan een structurele markt voor HE in Nederland, ook na 2020 (macro: stabiliteit).

5.2 Liquiditeit certificatenmarkt

Voldoende liquide certificatenmarkt lijkt haalbaar in Nederland.

Het kosteneffectief realiseren van doelen voor hernieuwbare elektriciteit, uitgedrukt in een verplichting, kan alleen bereikt worden in een efficiënte certificatenmarkt. Één van de kernvragen bij het ontwerp van een Nederlandse verplichting is de vraag of de Nederlandse certificatenmarkt in theorie tot een efficiënte prijsvorming kan leiden. De economische theorie leert dat een efficiënte certificatenmarkt ontstaat als er stevige concurrentie is en als alle aanbieders prijsnemers zijn, dus geen invloed hebben op de marktprijs. Dit gebeurt als er geen marktmacht is en anticompetitief gedrag ontbreekt. De toekomstige aanbieders van certificaten, de aanbieders van hernieuwbare elektriciteit, zijn behoorlijk gevarieerd. Het is moeilijk in te schatten hoe de markt zich gaat ontwikkelen. Thans worden bijvoorbeeld, vanwege het kapitaalintensieve karakter, wind-op-zee-projecten ontwikkeld en gefinancierd door consortia van verschillende partijen.

Het CPB verwacht dat gegeven de huidige trend in marktconcentratie er in Nederland geen problemen zullen zijn die een goed werkende certificaatmarkt in de weg staan (CPB, 2009). Dat betekent dat de marktstructuur van de Nederlandse (HE-)elektriciteitsmarkt in principe geen belemmeringen biedt om

³⁶ In Nederland bestaat een aanzienlijk deel van de HE-productie uit bij-/meestook van biomassa in bijvoorbeeld kolencentrales. Binnen de SDE wordt jaarlijks de van toepassing zijnde subsidiebedragen vastgesteld. Omdat het een weinig kapitaalintensieve vorm van HE-opwekking is, kan bij afschaffing/versoering van subsidies van het ene op het ander jaar het aandeel elektriciteit uit biomassa enorm afnemen. Dat deed zich in 2007 bijvoorbeeld voor als gevolg van de plotselinge beëindiging van de oude MEP-regeling.



een verplichting in te voeren. Mogelijke vormen van anticompetitief gedrag zoals collusie (het samenspannen van bedrijven met als gevolg prijs-opdrijvende effecten) en uitsluiting zullen vermoedelijk geen issue vormen. Een generieke verplichting zal leiden tot een toename van de elektriciteitsprijs met € 30/MWh bij een target (omvang verplichting) van 30% hernieuwbare energie. Een subsidie die wordt gefinancierd vanuit het overheidsbudget, zoals de huidige SDE, leidt niet tot hogere prijzen, maar wel tot hogere belastingafdrachten (CPB, 2009). Een berekening van de toename van de elektriciteitsprijs onder een SDE die via een opslag op de elektriciteitsprijs wordt gefinancierd, ontbreekt.

5.3 Voorkomen 'overmatige' winsten producenten

Overwinsten producenten niet uit te sluiten maar wel te beheersen.

Een mogelijk gevolg van invoering van een verplichtingensysteem zijn de overmatige winsten die kunnen toevallen aan de producenten van hernieuwbare elektriciteit. Vanuit het oogpunt van *maatschappelijke* kosteneffectiviteit is dit slechts een verdelingsvraagstuk; ondanks 'overmatige' winsten voor producenten ('windfall profits') kan een verplichtingensysteem *overall* een goedkopere manier zijn om de HE-doelen te halen en de energietransitie te realiseren. Wel kan het betekenen dat consumenten een relatief grote kostenbijdrage leveren aan het realiseren van de gestelde doelen. Overwinsten voor producenten kunnen daarmee het draagvlak onder een verplichting ernstig schaden en aanleiding zijn om het systeem ter discussie te stellen of aan te passen. De analyse van het CPB (CPB, 2009) laat zien dat het consumentensurplus daalt met 19% (bij een verplichting van 30% hernieuwbare energie) in vergelijking met het baselinescenario. Bij een verplichting van 20% is het verlies aan consumentensurplus beperkt (6%). Er zal dus hoe dan ook rekening moeten worden gehouden met 'overwinsten' voor producenten.

Overwinsten kunnen worden beperkt door de verplichting niet (meteen) te hoog te maken en deze te beperken tot opties die qua kostenniveau dichtbij elkaar liggen, zoals de wind-op-land- en biomassaopties. Naarmate nu nog aanzienlijk duurdere technieken goedkoper worden, kunnen deze geleidelijk onder de verplichting komen te vallen, zodat deze langzaam oploopt in de tijd.

Een alternatief kan zijn om een weging aan te brengen, naar techniek, in het aantal certificaten dat wordt toegekend aan een MWh hernieuwbare elektriciteit. Dit is vergelijkbaar met het systeem in het Verenigd Koninkrijk³⁷. Nadeel hiervan is dat dit het systeem ingewikkelder maakt (duurder in de uitvoering). Ook is de overheidsinmenging in dit geval groter, in de vorm van het vaststellen van de wegingsfactoren en toewijzen van technieken aan een categorie. Dit brengt efficiëncynadelen met zich mee voor marktpartijen.

5.4 (Veranderende) rol SDE-regeling

Subsidie selectief inzetten voor nieuwe technieken (innovatie).

Om de kosteneffectiviteit van de stimulering te waarborgen en tegelijkertijd de overwinsten voor producenten te beheersen, kan ervoor worden gekozen om de SDE in aangepaste vorm te laten blijven bestaan. Op deze manier kunnen technieken die in eerste instantie nog niet onder een verplichting vallen, maar op termijn wel nodig zijn voor de transitie, aanvullend worden ondersteund. Dit maakt bovendien dynamische concurrentie tussen marktprijpe

³⁷ Waarbij het risico op *wind fall profits* verder wordt gereduceerd als opbrengsten van de boetes niet terugvloeien in het certificatenstelsel, zoals in het Verenigd Koninkrijk gebeurt met het buy-out fonds.



technieken mogelijk onder de verplichting, terwijl tegelijkertijd de nu nog duurere technieken goedkoper kunnen worden (uitontwikkelen). Ook wordt hiermee voorkomen dat (opnieuw) onrust in de markt ontstaat als de SDE zou worden stopgezet. Wel zou in dat geval de SDE, in tegenstelling tot nu (Rijksbegroting), uit de boeteopbrengsten van de verplichting of via de energierekening moeten worden gefinancierd. Dit maakt de SDE minder afhankelijk van overheidsbeleid en bij financiering via de energierekening kan bovendien tegelijkertijd energiebesparing worden bevorderd. Bij een hogere energierekening betalen besparingsmaatregelen zich immers eerder terug.

Zoals eerder opgemerkt, moeten HE-markten uitgroeien tot volwaardige en volwassen markten, waar de financieringssector in staat zal moeten zijn om in te spelen op variërende omstandigheden in het weer, de markt en de prijsvorming. Dat is lastig voor *wind offshore* in Nederland zonder noemenswaardig track record, dat dan ook aanzienlijke financieringsrisico met zich mee brengt. Voor *wind onshore* en *biomassa stand alone* installaties als bewezen technieken zijn financieringsrisico's veel beter te overzien en te beheersen. Dit laatste pleit ervoor terughoudend te zijn met het onmiddellijk opnemen van *wind-op-zee* onder een verplichtingensysteem in Nederland.





6 Conclusies

6.1 Inleiding

In dit rapport is onderzocht of er, op basis van de theoretische en empirische analyse, aanwijzingen zijn dat een HE-verplichting, in vergelijking met de huidige SDE-regeling of andere subsidiesystemen:

- effectiever en doelmatiger is in het realiseren van de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit op de *korte termijn* (tot 2020);
- effectiever is in het creëren van een stabiel investeringsklimaat en een structurele markt voor HE met het oog op de *lange termijn* energietransitie, ook na 2020. Kernvraag daarbij is: hoe worden energiebedrijven het meest effectief geprikkeld om te (blijven) investeren in hernieuwbare energie zodat het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen na 2020 verder zal (blijven) groeien?

Om de verschillende stimuleringsregimes op bovengenoemde punten te beoordelen, zijn de volgende criteria gehanteerd:

- effectiviteit (doeltreffendheid) in termen van het halen van de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit voor 2020 (korte termijn);
- kosteneffectiviteit (doelmatigheid): de relatieve kosten waarvoor de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit van 2020 (korte termijn) gehaald wordt;
- mate van zekerheid die het systeem biedt aan de producenten van hernieuwbare elektriciteit (micro: investeringsklimaat) en mate waarin wordt bijgedragen aan een structurele markt voor HE in Nederland (macro: stabiliteit), ook *na* 2020 (lange termijn).

Er is gekeken naar ervaringen tot nu toe met de stimuleringsregimes in Nederland, Denemarken, Duitsland en Spanje (subsidiesystemen) en België (Vlaanderen), Polen, het Verenigd Koninkrijk en Zweden (verplichtingensystemen). Op basis van deze analyse is vervolgens bekeken of het verstandig is om in Nederland de huidige SDE-regeling te vervangen door een verplichting voor hernieuwbare elektriciteit.

6.2 Conclusies

Verplichting al vanaf 2015 nodig om tijdig groot volume hernieuwbare elektriciteit te realiseren.

Het blijkt (nog) niet goed mogelijk om, op basis van de bestudeerde literatuur over ervaringen in het buitenland, een algemene geldende uitspraak te doen over verschillen in kosteneffectiviteit tussen beide systemen zolang het aandeel hernieuwbare elektriciteit nog relatief beperkt is. Echter, voor de langere termijn (2015 en verder), moet de geleidelijke invoering van een leveringsverplichting voor de Nederlandse situatie serieus worden overwogen. Subsidies moeten bedrijven ertoe te verleiden om te investeren in hernieuwbare elektriciteit; bedrijven *kunnen* hiervoor kiezen, maar zijn daartoe niet verplicht. Naarmate het aandeel hernieuwbare elektriciteit verder zal (moeten) toenemen, is enkel verleiden niet genoeg. Bovendien zijn subsidiesystemen gebaseerd op genereuze feed-in tarieven op termijn niet houdbaar. Dit blijkt uit recente aanpassingen van de subsidiesystemen in Spanje en Duitsland. Door de introductie van een leveringsverplichting voor marktrijpe technieken ontstaat er bij energiebedrijven een structureel belang en de urgentie om het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen



substantieel te vergroten. Dit is nodig om in de verdere toekomst minder afhankelijk te zijn van fossiele bronnen en de CO₂-uitstoot te verminderen.

Hieronder wordt per criterium (effectiviteit, kosteneffectiviteit en mate van zekerheid voor investeerders) nader op de conclusies van de analyse ingegaan.

6.2.1 Doeltreffendheid in het bereiken van doelen HE

Bij verplichting wordt doel gehaald, maar zijn kosten onzeker. Bij een subsidie zijn kosten beter beheersbaar, maar halen doel onzeker.

Bij een verplichtingensysteem kan, met grotere zekerheid dan bij een subsidieregime, worden gezegd hoeveel HE-productie gehaald wordt, mits de boete voor het niet voldoen aan de verplichting voldoende hoog is. Wat de kosten voor de maatschappij zullen zijn, is niet op voorhand duidelijk. Dit is afhankelijk van hoe het systeem wordt vormgegeven en wat de hoogte van de certificaatprijs zal zijn. In een subsidiesysteem met maximumbudgetten, zoals de huidige SDE-regeling, zijn de kosten van het systeem weliswaar beheersbaar, maar is onzeker of voor het gereserveerde bedrag de HE-doelen gehaald gaan worden. Open einde-subsidiesystemen lijken erg doeltreffend in het bereiken van een hoge penetratiegraad voor HE, maar het is onzeker wat de consument daarvoor uiteindelijk betaalt³⁸.

Eenvoud en zekerheid bepalen (kosten)effectiviteit. Inregeling nodig.

Als gekeken wordt naar de ervaringen in het buitenland met de doeltreffendheid van de verschillende stimuleringsregimes dan lijkt onder meer de verhouding tussen de ondersteuning en de gemiddelde kosten van een techniek van invloed op de stimulans die ervan uitgaat. Ook de stabiliteit van een systeem (investeringszekerheid) en de administratieve lasten ervan (de eenvoud van een regeling) lijken een factor van betekenis. Doordat de exacte vormgeving en inregeling van een stimuleringsregime veel invloed heeft op de effectiviteit, is het niet goed mogelijk om algemene conclusies te trekken over de effectiviteit van beide typen stimuleringsregimes. Daar komt bij dat verplichtingensystemen nog relatief jong zijn en er nog maar weinig praktijkinformatie beschikbaar is over de effectiviteit ervan en de wijze waarop ontwerpcriteria binnen een dergelijk verplichtingensysteem daarop van invloed zijn.

6.2.2 Kosteneffectiviteit (doelmatigheid)

Prikkel kostenreductie vermindert door subsidie.

Theoretische analyse maakt aannemelijk dat met een verplichting de HE-doelstelling zo efficiënt mogelijk te behalen is (CPB, 2009). Concurrentie op de markt leidt tot een prikkel voor kostenreductie op de langere termijn. Bij subsidiesystemen bestaat deze prikkel niet. De hoogte van de subsidie hangt immers direct af van de meerkosten van de HE-techniek ten opzichte van het fossiele alternatief en bovendien vindt geen concurrentie plaats tussen technieken. Ook het probleem van informatieasymmetrie bij het jaarlijks vaststellen van subsidiebedragen kan ertoe leiden dat het halen van de HE-doelen en het realiseren van de transitie meer kost dan nodig.

Ervaringen nog te beperkt voor definitief oordeel.

Als gekeken wordt naar de stimuleringsregimes in de verschillende onderzochte landen dan blijkt het niet goed mogelijk om algemene uitspraken te doen over de kosteneffectiviteit van subsidiesystemen in vergelijking met verplichtingensystemen. Ten eerste komt dat doordat de verplichtingensystemen nog relatief jong zijn. Er is dus nog maar weinig data

³⁸ In sommige gevallen lijken open einde-regelingen relatief duur en kunnen ze ertoe leiden dat zijn, dat geïnvesteerd wordt in HE op plekken waar dat niet voor de hand ligt. Voorbeeld is Duitsland waar relatief veel in zon-PV is geïnvesteerd terwijl de elektriciteitsopbrengsten, als gevolg van beperkte zoninstraling, gering zijn. Dit is één van de redenen dat in Duitsland de subsidies voor zon-PV inmiddels zijn versoberd.



beschikbaar om iets over de (kosten)effectiviteit van dit soort systemen te kunnen zeggen. Ten tweede zijn de stimuleringsregelingen in de verschillende onderzochte landen soms zeer verschillend vormgegeven waardoor er feitelijk geen sprake is van één type subsidiesystemen versus één type systeem van verplichtingen.

6.2.3 Investeringsklimaat (micro) en investeerderperspectief (macro)

Subsidie biedt zekerheid voor eenmaal toegekende projecten, maar onzekerheid m.b.t. lange termijn investeerderperspectief.

Vanuit het perspectief van een individuele investeerder bezien, biedt een subsidiesysteem, met name gebaseerd op vaste feed-in tarieven, de meeste marktzekerheid. Immers, zodra een subsidie is toegekend, staat de (aflopende) hoogte daarvan voor de betreffende investeerder gedurende de hele looptijd van de subsidie vast; de overheid en de consument dragen de risico's. Dit maakt het bijvoorbeeld makkelijker om geld te lenen bij een bank. Bij toepassing van een verplichting kan de certificaatprijs van jaar tot jaar verschillen, wat marktonzekerheid met zich meebrengt voor zowel nieuw als bestaand vermogen waarvoor investeerders een risicopremie vragen (ECN, 2005). De korte termijn marktzekerheid voor individuele investeerders is in geval van een subsidiesysteem dus hoger dan bij een verplichting. Toch kan op basis van de ervaringen met verschillende stimuleringsregimes niet worden gesteld dat, voor het halen van de HE-doelen in 2020 (korte termijn), subsidiesystemen overall 'beter' zijn dan verplichtingensystemen of omgekeerd.

Weliswaar kent een systeem met vaste feed-in tarieven meer marktzekerheid voor individuele investeerders op korte termijn, op de langere termijn kent een verplichtingensysteem minder reguleringsrisico's. Eenmaal ingevoerd lijkt een verplichtingensysteem minder last te hebben van door politiek gedreven systeemwijzigingen (ECN, 2006). Zo is in het VK het verplichtingensysteem tot 2037 gegarandeerd (in de wet verankerd)³⁹. Ook blijkt uit recente berichtgeving dat de Duitse en Spaanse subsidieregelingen (verder) worden versoerd. Bekeken vanuit lange termijn investeerderperspectief (macro) zijn er dan ook aanwijzingen dat de stabiliteit beter is dan die van subsidiesystemen. Ook illustratief is de wijze waarop de jaarlijkse SDE-subsidie voor de HE-optie bij-/meestook van biomassa direct van invloed is op het aandeel van deze optie in de elektriciteitsproductie laat dit duidelijk zien.

6.3 Hernieuwbare elektriciteit in Nederland: subsidiëren of verplichten?

Verplichting vanaf 2015 nodig voor tijdig realiseren groot volume hernieuwbare elektriciteit. Beleid moet verschillende fases energietransitie verschillend faciliteren.

Op basis van de analyse van ontwikkelingen tot op heden (ervaringen buitenland) zijn er geen duidelijke aanwijzingen dat een leveringsverplichting een (kosten)effectiever instrument is dan een subsidie zolang het aandeel hernieuwbare elektriciteit nog relatief beperkt is. Echter, ter ondersteuning van de *langere termijn energietransitie*, zal vanaf 2015 de geleidelijke invoering van een leveringsverplichting voor de Nederlandse onmisbaar zijn. De energietransitie vereist het ombuigen van investeringen. Om deze fundamentele omslag van investeringen in conventionele bronnen naar investeringen in hernieuwbare bronnen op tijd te realiseren is snelheid geboden; nu wordt in Nederland nog vooral geïnvesteerd in conventionele bronnen als kolencentrales. Ook is het belangrijk om voldoende tijd te reserveren voor het zorgvuldig 'inregelen' van een leveringsverplichting.

³⁹ Overigens is het Duitse subsidiesysteem ook bij wet vastgelegd. De verschillen in reguleringsrisico tussen beide systemen (subsidie en verplichting) hangt dus erg af van de exacte vormgeving van de regeling.



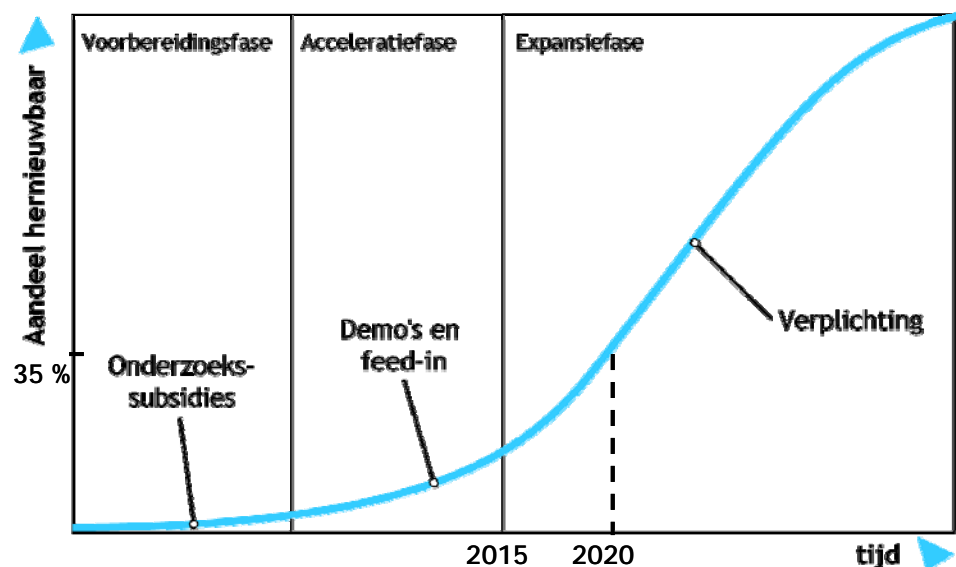
Ervaring in met name het Verenigd Koninkrijk leert dat de invoering gepaard kan gaan met 'kinderziektes' en aanloopproblemen.

De verschillende ontwikkelingsstadia van hernieuwbare elektriciteit vereisen verschillende beleidsbenaderingen. Er is sprake van een *voortdurende ontwikkeling* van prille technische oplossingen (voorbereidingsfase) tot volwassen marktrijpe duurzame technieken (nichemarkt), die echter nog niet volledig de concurrentie met 'grijze' stroom aankunnen. Om in elk van deze fasen de leercurve zo snel mogelijk te doorlopen, moeten de beleidsinterventies en instrumenten zo goed mogelijk aan sluiten bij de specifieke technische fase. Iedere fase vereist een eigen beleidsinstrumentarium. Een technologie doorloopt fasegewijs alle verschillende stimuleringsregimes, afhankelijk van de technologische fase waarin deze verkeert:

- R&D-stimulering wordt langzaam afgebouwd naarmate de technologie rijp is voor marktintroductie.
- Techniekgedifferentieerde subsidies zorgen voor concurrentie binnen een bepaalde technologische optie (bijvoorbeeld wind versus wind), maar nog niet tussen technologische opties. Naarmate een technologie meer marktrijp is, kunnen de specifieke subsidies afgebouwd worden.
- Alle hernieuwbare technieken vallen uiteindelijk in een regime van één generieke verplichting waarmee een afgeschermd markt voor hernieuwbaar wordt gecreëerd. In deze afgeschermd markt moeten de verschillende hernieuwbare technologieën nu ook met elkaar concurreren om het benodigd totaalvolume in te vullen, nog wel afgeschermd van de 'conventionele stroommarkt'.

In Figuur 13 hieronder is het bovenstaande geïllustreerd (verschillende fasen in de te doorlopen leercurve).

Figuur 13 Effectief instrumentarium in de verschillende ontwikkelingsfasen



Verplichting en subsidie inzetten voor verschillende beleidsdoelen en ontwikkelingsfasen technieken. Instrumenten vullen elkaar aan.

Daar waar er op het eerste gezicht grote verschillen lijken te bestaan tussen 'concurrerende' stimuleringsystemen als subsidieregelingen en een verplicht aandeel hernieuwbaar, liggen de twee systemen nu in elkaars verlengde. Elk systeem sluit optimaal aan bij de betreffende ontwikkelingsfase.

De markt voor hernieuwbare elektriciteit zal stapsgewijs moeten worden opgebouwd, waarbij tijdige invoering (vanaf 2015) van een leveringsplicht gewenst is. Voor de duurdere opties (wind-op-zee en zon-PV) kan een systeem van subsidies blijven bestaan. Door de introductie van een leveringsverplichting voor marktrijpe technieken ontstaat er een structurele markt en kunnen biomassa- en windenergieprojecten concurreren om de laagste prijs. Om overmatige winsten te voorkomen, zou de verplichting zich in eerste instantie moeten beperken tot opties die qua kostenniveau dichtbij elkaar liggen, zoals de wind-op-land- en biomassaopties die zich reeds in de expansiefase bevinden (zie Figuur 13). Zodra andere opties marktrijp worden, kunnen deze eveneens onder de verplichting komen te vallen. Ook kan worden overwogen om een weging aan te brengen om toch in enige mate rekening te kunnen houden met kostenverschillen tussen biomassa- en wind-op-land technologie, maar de mogelijke implicaties daarvan moeten goed worden doordacht. Introductie van een weging gaat ten koste van dynamische concurrentievoordelen tussen wind-op-land en biomassaopties en maakt het systeem in de uitvoering complexer en daarmee gevoeliger voor tussentijds 'sleutelen' aan de regeling (vergroot markt- en beleidsonzekerheid).

Randvoorwaarden effectieve verplichting: liquide certificatenmarkt, boetes en dempen overwinsten.

Om een verplichting kosteneffectief te laten werken en voldoende draagvlak te genereren, is nodig:

- Een voldoende liquide certificatenmarkt; de omstandigheden daarvoor zijn volgens het CPB in Nederland in voldoende mate aanwezig (CPB, 2009). Op termijn kunnen bovendien Europese certificatenmarkten aan elkaar gekoppeld worden om de liquiditeit te vergroten.
- Een boete die voldoende hoog is, waarbij de opbrengsten van de betaalde boetes gebruikt worden voor het stimuleren van duurdere vormen van hernieuwbare elektriciteit bijvoorbeeld.
- Het beperken van (te grote) overwinsten van producenten zodat consumenten niet onevenredig de kosten dragen van de verduurzaming van de energievoorziening. Aan de andere kant moet er wel voldoende prikkel zijn voor energiebedrijven om te investeren in technieken die nu nog niet marktrijp zijn, maar wel nodig voor de energietransitie (innovatie).

Het is de uitdaging om een systeem te ontwikkelen dat aan bovengenoemde tegemoetkomt zonder dat het (onnodig) complex wordt. Dit gaat immers ten koste van de effectiviteit van het systeem en vergroot het risico dat een overheid tussentijds zal willen bijsturen.

Groot volume hernieuwbare elektriciteit na 2020 vraagt nu al om andere investeringsbeslissingen.

De verwachting is dat, nu nog duurdere, opties als wind-op-zee pas vanaf 2020 een substantiële bijdrage zullen gaan leveren aan het (verder) vergroten van het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. Een verplichting voor hernieuwbare elektriciteit kan, en hoeft dus, niet van vandaag op morgen te worden ingevoerd, wel is het nodig om nu vast te starten met de noodzakelijke voorbereidingen voor invoering van een dergelijke verplichting vanaf 2015, zodat de curve uit Figuur 13 tijdig kan worden doorlopen. Door in de aankomende kabinetsperiode uit te werken hoe de introductie en toekomstige uitbreiding, van een verplichting eruit kan komen te zien, weten marktpartijen op tijd waar ze aan toe zijn en welke impact dit heeft op hun positie in de markt. Ook een eventuele aanpassing van de huidige SDE moet daarbij worden betrokken. Door nu met deze voorbereidingen te beginnen kan bovendien een zorgvuldige vormgeving ('inregeling') van de verplichting voor hernieuwbare



elektriciteit worden gewaarborgd en kunnen actuele ervaringen met verplichtingensystemen in het buitenland worden betrokken bij de vraag hoe een systeem van verplichtingen in Nederland het beste kan worden vormgegeven.



Literatuurlijst

Baratti, 2009

Gianluca Baratti

Spanish Solar Subsidy Seduces FPL, Scorches Consumers (Update3)

beschikbaar via:

http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=email_en&sid=aCGsB8hGkDIg
(geraadpleegd op 25 maart 2010)

BMU, 2008

2009 EEG Payment Provisions : Payment provisions in the future EEG for the year 2009, as adopted by the German Bundestag Parliamentary Decision from June 6, 2008

http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/English/eeg-payment_provison_2009.pdf

BMU, 2010

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Kabinettt stimmt neuer Vergütung für Solarstrom zu, Pressemitteilung
03.03.2010

<http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/45707.php>

CBS, 2009

Duurzame energie in Nederland 2008

Den Haag/Heerlen : Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS), 2009

CE Delft, 2009

F.J. (Frans) Rooijers, S.M. (Sander) de Bruyn, M.I. (Margret) Groot,
L.M.L. (Lonneke) Wielders

Duurzame elektriciteitsmarkt?

Delft : CE Delft, 2009

CE Delft, 2008

M.J. (Martijn) Blom, C. (Cor) Leguijt, F.J. (Frans) Rooijers

Visie op realisering groot aandeel duurzame elektriciteit

Synthese van Green4sure en Energieagenda 2020

Delft : CE Delft, 2008

CDU/CSU/FDP, 2009

Wachstum, Bildung, Zusammenhalt: der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP (CDU/CSU/FDP, 2009)

<http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf>

CPB, 2009

Paul Koutstaal, Michiel Bijlsma, Gijsbert Zwart (CPB); Xander van Tilburg (ECN) en Özge Özdemir (ECN)

Market performance and distributional effects on renewable energy markets

Den Haag : Centraal Planbureau (CPB), 2009

Danish Energy Agency, 2010

Danish key figures for development in production and consumption of energy, renewable energy, wind power, CHP, energy intensity and CO₂ emissions

<http://www.ens.dk/en-us/info/factsandfigures/keyfigures/sider/danishkeyfigures.aspx>

(geraadpleegd op 25 maart 2010)



EC, 2008

Commission Staff Working Document: The support of electricity from renewable energy sources
Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (COM(2008) 19 final)
Brussels : Commission of the European Communities, 2008

EC, 2005

Communication from the Commission: The support of electricity from renewable energy sources (SEC(2005) 1571)
Brussels : Commission of the European Communities, 2005

ECN, 2005

N.H. van der Linden, M.A. Uytterlinde (ECN); C. Vrolijk (IT Power); L.J. Nilsson, J. Khan, K. Åstrand, K. Ericsson (University of Lund) ; R. Wiser (Lawrence Berkeley National Laboratory)
Review of international experience with renewable energy obligation support mechanisms
Petten : ECN, 2005

ECN, 2006

X. van Tilburg, J.C. Jansen, M.A. Uytterlinde, S.M. Lensink
Verplichting voor duurzame elektriciteit in Nederland
Petten : ECN, 2006

ECN, 2008

S.M. Lensink, X. van Tilburg, M. Mozaffarian (ECN); J.W. Cleijne (KEMA)
Feed-in stimulering van hernieuwbare elektriciteit
Petten : ECN, 2008

ECN, 2010

J.C. Jansen
Preliminary qualitative assessment of proposed measures to foster renewable and low carbon sources in the Dutch electricity mix
Petten : ECN, 2010

Eurostat, 2009

Energy, transport and environment indicators, 2009 edition
Luxemburg : Publications Office of The European Union, 2009
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-DK-09-001/EN/KS-DK-09-001-EN.PDF

La generacion del sol, 2009

España ya es líder mundial en producción de energía solar, 12/01/2009
<http://www.lageneraciondelsol.com/secciones/lomasinformativo/noticias/noticia.asp?noticia=1619>

OFGEM, 2007

Response to BERR consultation on reform of the Renewables Obligation
London : Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), 2007



Renewable Energy Industry, 2008

Photovoltaic in Spain: The first round of inscription for the new feed-in tariff is open!, press release, 31 October 2008
http://www.renewable-energy-industry.com/press-releases/press-releases_detail.php?changeLang=en_GB&newsid=2946

Reuters, 2010

- UPDATE 1-German coalition agrees on solar power cuts-sources
<http://www.reuters.com/article/idUSLDE63L2MT20100422?type=marketsNews>
- Spain renewables industry fears subsidy cuts, 22 April 2010
<http://www.reuters.com/article/idUSTRE63L3Q720100422>
(beide geraadpleegd op 3 mei 2010)

Umweltbundesamt, 2010

Indikator : Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttostromverbrauch
<http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do%3Bjsessionid=92588A8C68DCA807471A758BD96DE307?nodeIdent=2850>
(geraadpleegd op 30 maart 2010).

