



Hernieuwbare energie ; lessen uit het Duitse succesverhaal



Johan
Albrecht

1. De olieprijsrecords doen vergeten dat de internationale steenkoolprijzen tussen januari 2008 en juni 2008 stegen met maar liefst 45%

Hernieuwbare energie werd in geen tijd big business in Duitsland. Dit succes is het gevolg van het uitwerken van het juiste regulerende kader in een land met een sterk industrieel weefsel waarin engineering centraal staat. Zo werden 180 000 bijkomende energiejobs gecreëerd tussen 1998 en 2007 in een jonge sector met een snel stijgende omzet.

Een jaarlijkse en kritische evaluatie van het gevoerde beleid staat centraal in het Duitse succesverhaal.

De juiste aanpassingen aan de wetgeving versterken het vertrouwen van private investeerders en laten toe om pijnpunten zoals het vergunningsbeleid adequaat aan te pakken.

Intussen kopieerden 18 EU-Lidstaten componenten van de Duitse feed-in wet maar het blijft afwachten of hiermee zonder meer 'Duitse resultaten' geboekt zullen worden...

Met de stijgende prijzen van olie, gas, steenkool en uranium worden de energiediensten van het fossiele systeem alsmar duurder¹. Hernieuwbare energietechnologieën en investeringen in energie-efficiëntie zijn dan ook logische opties om de noodzakelijke energietransitie² te versnellen.

Dit is natuurlijk geen nieuwe boodschap. Na de eerste oliecrisis investeerden zowat alle ontwikkelde landen fors in hernieuwbare energietechnologie. De eerste windparken in Denemarken en Californië zijn dan ook al 30 jaar oud³. De relatief lage en stabiele olieprijs na de oliecrisis deed echter vele hernieuwbare energieprojecten de das om⁴ en verschaftte overheden het verkeerde argument om de publieke onderzoeksinspanningen rond energietechnologieën af te bouwen.

2 Een energietransitie is de geleidelijke vervanging van het bestaande energiesysteem op basis van fossiele voorraden door een fluxsysteem of een energiesysteem op basis van stromen (in de atmosfeer, waterlopen en oceanen) en aardwarmte.

3. Heel wat van de eerste windparken zijn echter al lang niet meer operationeel...

4. Waarom investeren in alternatieve energie als de fossiele energiediensten zeer goedkoop zijn?



Hernieuwbare energie ; lessen uit het Duitse succesverhaal.

Een kwarteeuw na de eerste oliecrisis beseffen we opnieuw dat het fossiele energiesysteem niet duurzaam kan zijn omdat het per definitie eindig is. Maar in de vrije markteconomie biedt elk probleem nieuwe kansen tot marktcreatie.

De fossiele schaarste dwingt ons om een alternatief energiesysteem uit te bouwen en we staan dan ook aan de vooravond van een lange innovatiegolf met hernieuwbare energietechnologieën, intelligente en transnationale netwerken, hybride en elektrische voertuigen, waterstofsectoren en investeringen in energie-efficiëntie. Dit is op zich een zeer attractief project omdat onze volledige kapitaalbasis – investeringsgoederen, duurzame consumentengoederen, gebouwen en logistieke systemen – moet vervangen of verbeterd worden.

Dit besef dringt langzaam maar zeker door tot de beleidsmakers en het valt op dat ambitieuze en concrete

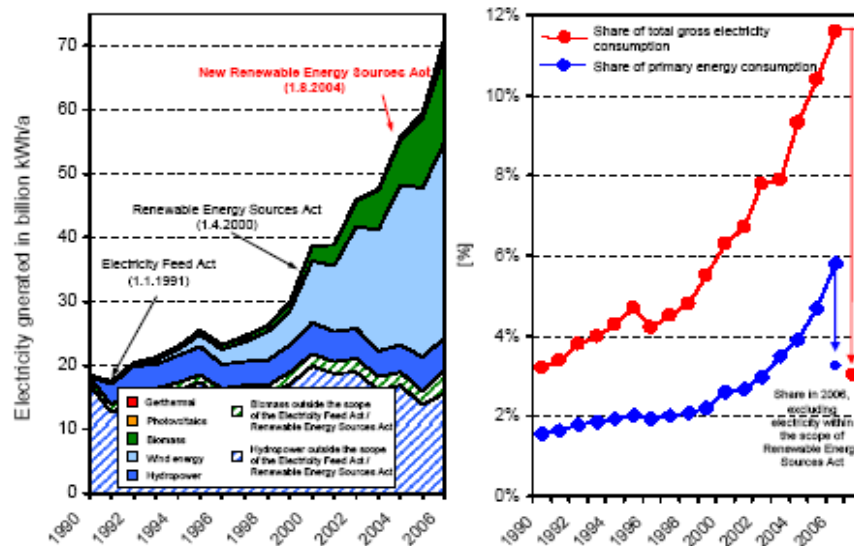
actieprogramma's vooral worden opgezet in landen met een sterke industriële traditie zoals Duitsland, Zweden, Japan, het Verenigd Koninkrijk en ook de Verenigde Staten. Landen zonder een duidelijk industriebeleid – of waarin de industrie al opgegeven is – zullen de energietechnologieën van de toekomst wellicht aankopen bij deze pionierslanden.

Duitsland

Van alle belangrijke industrielanden heeft Duitsland op een zeer korte termijn de meest indrukwekkende sprong gemaakt in het ontwikkelen en verspreiden van hernieuwbare energietechnologie.

Tussen 2000 en 2006 steeg het aandeel van hernieuwbare energie van 2.6 naar 6% van het primaire energieverbruik in Duitsland.

Figuur I –Hernieuwbare energietechnologie: productie (kWh) en relatief aandeel



Bron: BMU (2008). Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007

5. De Deense ervaring wijst ook op de risico's van het te vroeg massaal investeren in niet-mature technologieën. Hierdoor is de kost van de geproduceerde elektriciteit zeer hoog. Als deze dure technologieën dan relatief belangrijk worden, stijgt de factuur sterk voor de eindgebruiker. De hoge prijs van elektriciteit is al 10 jaar een politiek thema in Denemarken. Naast een kantelend politiek sentiment is het tevens niet realistisch om te verwachten dat het aandeel van hernieuwbare energietechnologie continu blijft stijgen bij vrij stabiele technologieën. Uiteindelijk zijn de beste locaties allemaal in gebruik genomen.

6. Grootschalige waterkrachtcentrales worden meestal niet opgenomen in overzichten van 'nieuwe' hernieuwbare of duurzame energietechnologieën. Deze vorm van elektriciteitsproductie is al lang zeer belangrijk in landen zoals Oostenrijk, Zwitserland en Zweden maar zit wellicht aan de maximale capaciteit.

Het aandeel van hernieuwbare energie in de totale productie van elektriciteit steeg van 6.3% in 2000 naar 11.6% in 2006 en ongeveer 13% in 2007.

Hiermee haalt de sector eerder dan verwacht de doelstellingen van de Erneuerbare-Energien-Gesetz of EEG die in 2000 en 2004 in belangrijke mate werd bijgestuurd. Deze wet had immers tot doel om het aandeel van hernieuwbare elektriciteit op te voeren tot 12.5% van de totale productie van elektriciteit tegen 2010 en tot 20% tegen 2020. De evolutie in Duitsland contrasteert sterk met de stagnatie in het pioniersland Denemarken.

Denemarken was al wereldleider in windenergie toen in Duitsland de eerste turbine bij wijze van spreke nog gebouwd moest worden. De laatste jaren worden in Denemarken nog amper windprojecten ontwikkeld omwille van de gewijzigde ondersteuning door de Deense overheid⁵.

Gelukkig kunnen de Deense turbinebouwers hun producten momenteel massaal afzetten in Duitsland en andere groeiemarkten.

Onderstaand figuur geeft de evolutie van de productie van hernieuwbare elektriciteit in Duitsland tussen 1990 en 2006.

Hieruit blijkt dat de forse toename van de hernieuwbare elektriciteitsproductie vooral toe te schrijven is aan het massaal investeren in windenergie.

Momenteel is windenergie goed voor ongeveer 6% van de Duitse elektriciteitsproductie.

Ook de productie van elektriciteit uit het verbranden van biomassa nam fors toe (tot bijna 3% in 2006) en hetzelfde geldt op een meer bescheiden niveau voor energie uit fotovoltaïsche cellen of PV (nu goed voor 0.5% van de totale elektriciteitsproductie).

De figuur toont dat ook waterkrachtcentrales een belangrijke maar stabiele rol spelen in het

Duitse energielandschap⁶.

De Feed-in Wet

Na een lange strijd tussen nieuwe en gevestigde bedrijfsfederaties, groene organisaties en diverse ministeries nam het Duitse beleid rond hernieuwbare energie een aarzelende start in 1991 met de Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) of Feed-in Wet. Deze wet verplicht de

“
Bij de jaarlijkse evaluaties klinkt tevens steevast de roep om het energiebeleid te ondersteunen met een 'pragmatisch' vergunningsbeleid.”

7. Netwerkbeheerders kunnen decentrale productie van elektriciteit dus niet afremmen door te wijzen op mogelijke stabiliteitsproblemen als gevolg van meer hernieuwbare elektriciteitsproductie. De wetgever verplicht de Duitse netwerkbeheerders om deze problemen zelf op te lossen en de kosten hiervan door te rekenen aan de gebruikers.

8. 'Feed-in' verwijst naar het invoegen van hernieuwbare elektriciteit in het net ('to feed into the grid').

9. Het doorrekenen van de feed-in vergoedingen aan de finale klanten kan verschillen van regio tot regio. Ook kunnen de distributiemaatschappij en opteren voor kruiselingse subsidies wanneer bijvoorbeeld aan de gezinnen 120% van de proportionele feed-in kost wordt doorgerekend en aan bedrijven maar 80%.

10. Zonder een betrouwbare cash-flow analyse kunnen investeerders ook niet gaan aankloppen bij banken en financiers zodat de groei van de sector beperkt blijft tot de draagkracht van het eigen vermogen van enkele projectontwikkelaars.

netwerkbeheerders om voorrang te geven aan de distributie en productie van hernieuwbare elektriciteit. Iedereen die in Duitsland hernieuwbare elektriciteit produceert, heeft dus de garantie dat deze kan verkocht worden aan het net⁷.

Wanneer het aanbod van elektriciteit de vraag overtreft, dan worden steenkool- of gascentrales gereduceerd of zelfs stilgelegd en blijven de netwerkbeheerders elektriciteit uit windturbines verder verkopen en verdelen. Door het toekennen van deze prioriteit hebben investeerders in hernieuwbare energieprojecten de garantie dat hun productie van elektriciteit altijd afgenomen wordt. Deze prioriteit is hard bevochten omdat hierdoor het rendement van klassieke centrales negatief beïnvloed wordt. Bij een stabiele vraag naar elektriciteit betekent een toename van de hernieuwbare capaciteit een verdere beperking van de benutting van de fossiele capaciteit. De grote Duitse stroomproducenten hebben dan ook geen andere keuze dan zelf massaal te investeren in hernieuwbare capaciteit.

Zo creëren ze weliswaar concurrentie voor hun eigen fossiele capaciteit, maar dit is veel rendabeler dan te wachten tot andere marktpartijen de beste windlocaties inpikken.

Investeren in hernieuwbare energie is in Duitsland rendabel omwille van de gehanteerde feed-in tarieven.

Een feed-in⁸ tarief is de vaste vergoeding die de netwerkbeheerders betalen aan de producenten van hernieuwbare elektriciteit.

De netwerkbeheerders rekenen deze feed-in vergoeding vervolgens door aan hun finale klanten.

Uiteindelijk is het dus de verbruiker van elektriciteit die het ondersteuningsmechanisme voor koolstofarme energietechnologie betaalt en dat is niet meer dan een correcte interpretatie van het *vervuiler-betaalt-principe*⁹.

Voor elke hernieuwbare energietechnologie bestaat een specifieke feed-in vergoeding in Eurocent per aan het net geleverde kWh.

De Duitse feed-in tarieven of invoegvergoedingen van 1991 waren veel te laag om een impact te hebben. Pas met de aanpassingen in 2000 schoot de sector in actie. Belangrijk hierbij is dat de feed-in vergoedingen in Duitsland gegarandeerd zijn voor een periode van 20 jaar.

Hierdoor kunnen investeerders een complete cash-flow analyse¹⁰ per project uitvoeren waarbij de initiële investeringskost afgewogen wordt tegen de geactualiseerde kasontvangsten over 20 jaar. Dit is een fundamentele component in het Duitse succesverhaal want zonder een aantrekkelijk investeringsklimaat schiet de private sector niet in actie.

De feed-in tarieven liggen dus vast voor een periode van 20 jaar. Elke investeerder tekent een contract met zijn lokale netwerkbeheerder met daarin de vaste vergoeding per geproduceerde kWh.

De feed-in tarieven dalen echter jaar na jaar met een percentage van 1 tot 5%, afhankelijk van de technologie. Voor windenergie dalen de feed-in tarieven elk

11. Dit betekent natuurlijk niet dat bijvoorbeeld elke windturbine jaarlijks goedkoper wordt. De turbines kunnen groter worden en ook efficiënter gaan werken door betere componenten en designaanpassingen. Een toenemende investeringskost sluit een lagere totale prijs per kWh niet uit.

12. Met alleen projecten in de optimale windzones van Noord-Duitsland zou de lokale elektriciteitsprijs sterk bepaald worden door het regionale belang van hernieuwbare energie. Energie-intensieve bedrijven in het Noorden van Duitsland bedongen intussen compensaties of vrijstellingen voor de ontstane prijsdifferentiatie. Een ander argument voor het 'stimuleren van inefficiënte projecten' is het versneld kunnen opvoeren van het geïnstalleerde vermogen om zo sneller leercurve-effecten te kunnen genieten.

jaar met 2%, voor PV dalen de tarieven met 5% per jaar terwijl de tarieven voor geothermische elektriciteit maar dalen met 1% per jaar.

Wie een project aansluit in 2009 zal dus een iets lager feed-in tarief ontvangen dan wie met zijn project 'op het net gaat' in 2008. Het degressieve verloop van de feed-in tarieven is gebaseerd op leercurve-effecten waardoor de productie van hernieuwbare elektriciteit in principe steeds goedkoper wordt¹¹. De feed-in tarieven verschillen niet alleen per technologie maar ook nog eens naargelang de capaciteit en de specifieke kenmerken van het project. De feed-in vergoeding voor kleine PV-projecten (< 30 kWp) bedroeg 49,21 Eurocent per kWh in 2007.

Voor projecten van meer dan 100 kWp bedroeg de feed-in vergoeding 46,30 Eurocent per kWh. Wie PV-modules integreert in de gevel, ontvangt nog eens een bonus van 5 Eurocent per kWh. En daarnaast is er nog een minimumtarief van 37,96 Eurocent per kWh voor projecten die niet in of op gebouwen geïnstalleerd zijn.

Deze verfijnde beloningstructuur is niet lukraak bepaald maar is het resultaat van onderhandelingen tussen de betrokken overheden en de private marktpartijen.

Duitsland is een land met een corporatistische traditie waarbij beleidsmakers streven naar transparant overleg met de private sector.

Medewerking van private bedrijven is verzekerd wanneer deze vertrouwen hebben in de overheid. Dit vertrouwen

groeit wanneer realistische doelstellingen worden geformuleerd en de aangekondigde wetten, maatregelen en actieprogramma's ook worden uitgevoerd.

Voor windenergie is het basis feed-in tarief 5,17 Eurocent per kWh in 2007. Deze vergoeding kan voor een periode van 5 jaar met 3,20 Eurocent per kWh verhoogd worden indien de installatie merkkelijk beter presteert dan de referentie-installatie. Projecten in het binnenland met minder wind kunnen langer genieten van de bijkomende vergoeding van 3,20 Eurocent. Tot 2004 golden er speciale gunsttarieven voor projecten in niet-optimale windzones.

Op deze manier promootte de overheid inefficiënte projecten. Hiermee wou de overheid voorkomen dat alleen windprojecten werden opgezet in het Noorden van Duitsland¹².

Vanaf 2004 worden geen feed-in tarieven meer betaald voor installatie met een rendement lager dan 60% van het referentierendement.

De hogere vergoeding voor windprojecten op het vasteland wordt ook toegekend voor 'repowering' of het vervangen van oude turbines door nieuwe en meer efficiënte types waardoor de productie van elektriciteit uit dezelfde landoppervlakte kan verveelvoudigen.

Een windturbine is immers een energiesysteem waarvan periodiek bepaalde componenten vervangen dienen te worden.

Voor windenergieprojecten in zee bedragen de feed-in tarieven in Duitsland 6,19 tot 9,10 Eurocent per kWh,

Hernieuwbare energie ; lessen uit het Duitse succesverhaal.

afhankelijk van de afstand van het project tot het vasteland en van de diepte op de plaats van het project. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de belangrijkste feed-in tarieven in 2007.

België is één van de weinige Europese landen met een systeem van groene stroomcertificaten (GSC) in plaats van een feed-in systeem.

Bij een GSC-systeem bepaalt de overheid vooraf het aandeel van hernieuwbare elektriciteit in de totale productie. De

Tabel I – Duitse feed-in tarieven per technologie in 2007

Technologie	Feed-in tarief per kWh in 2007 (in Eurocent)
PV	
< 30 kWp	49,21
> 100 kWp	46,30
Biomassa	
< 150 kW	10,99
5-20 MW	8,03
Energie-efficiëntie bonus	2,00
Mijngas	6,35
Wind on-shore	
Basis	5,17
Verhoogd tarief	8,19
Wind off-shore	
Basis	6,19
Verhoogd tarief	9,10
Geothermisch	
<5 MW	15,00
> 20 MW	7,16
Micro-hydro	
< 500 kW	9,67
> 5 MW	6,65
Grootschalige hydro	
> 50 MW	3,58

Bron: BMU (2007). EEG – The Renewable Energy Sources Act. The success story of sustainable policies for Germany

Noot: er zijn meer verschillende feed-in tarieven dan opgenomen in de tabel

producenten zijn verplicht om de nodige certificaten hiervoor te verwerven.

Door het spel van vraag en aanbod is de prijs van een GSC in principe variabel wat voor investeerders extra onzekerheid meebrengt. Vlaanderen heeft eerder een hybride systeem van ondersteuning omdat voor de GSC minimumprijzen per technologie van toepassing zijn.

Voor PV bedraagt deze minimumprijs 450 Euro per MWh of 45 Eurocent per kWh. De minimumprijzen voor on-shore en off-shore windenergie zijn 80 en respectievelijk 90 Euro per MWh. Voor elektriciteit uit biomassa, waterkracht en geothermische centrales geldt een minimumprijs van 80 tot 90 Euro per MWh. Zeker voor on-shore windprojecten is Vlaanderen vrij gul in vergelijking tot Duitsland.

Het systeem van groene stroomcertificaten startte in 2002 maar de minimumprijzen werden pas recent toegepast.

De vergelijking met Duitsland is echter moeilijk want in de gewesten bestaan nog bijkomende door de overheid gefinancierde subsidies¹³.

Evaluatie van het Duitse succesverhaal

Het toenemende aandeel van hernieuwbare energie wijst op het 'juiste' wetgevende kader in Duitsland. Intussen hebben 18 EU-Lidstaten een vergelijkbare feed-in wetgeving.

Een feed-in wet is op zich echter geen garantie voor succes. De feed-in vergoeding kunnen te laag zijn, het vergunningsbeleid¹⁴ kan achterwege blijven of de investeerders en financiers

hebben geen vertrouwen in de duurzaamheid van het mechanisme.

En is meer hernieuwbare elektriciteit per definitie gelijk aan een groot succes? Hiertoe dienen we enkele evaluatiecriteria te hanteren.

1. constante optimalisatie

De Duitse EEG of Feed-in Wet wordt jaarlijks geëvalueerd en aangepast om in te kunnen spelen op nieuwe prioriteiten of noodzaken. Tarieven die geen investeringen uitlokken worden na overleg verhoogd terwijl onverwachte kostendalingen kunnen leiden tot lagere feed-in vergoedingen voor toekomstige projecten. Hierdoor speelt men kort op de bal en kan vermeden worden dat veel tijd verloren gaat of dat investeerders excessief veel verdienen aan hun projecten.

Bij de jaarlijkse evaluaties klinkt tevens steevast de roep om het energiebeleid te ondersteunen met een 'pragmatisch' vergunningsbeleid. Hierdoor ontstaat een permanente druk op (lokale) overheden om investeringsprojecten niet af te remmen door vergunningen pas na lange en omslachtige procedures af te leveren.

Het toenemende belang van hernieuwbare elektriciteit waarvan de productie variabel is, heeft geleid tot discussies over de impact op de netstabiliteit en de nood aan opslagtechnologieën. De herzieningen van de EEG in 2008 en de volgende jaren willen stimulansen in de wet integreren zodat nieuwe capaciteit bijdraagt tot het optimaal verbeteren van de netstabiliteit. Dit kan door hogere

13. Ook in Duitsland zijn er Länder of steden die bijkomende subsidies voorzien om nog meer investeerders te overtuigen. Deze lokale initiatieven hebben de sector van de hernieuwbare energie trouwens sterk geholpen om de moeilijke jaren 1990 te doorstaan.

14. Wat ben je immers met hoge feed-in tarieven als projectontwikkelaars geen vergunning kunnen krijgen ?

15. Tenzij de toekomstige groei in hernieuwbare elektriciteit vooral het gevolg is van het massaal kiezen voor dure PV-installaties.

16. Möschel, W. et alii (2004). Zur Förderung erneuerbarer Energien.

17. Technologische studies wijzen op het bestaan van heel wat klimaatmaatregelen met een zodanig hoog terugverdieneffect dat de kostprijs per vermeden ton CO₂ zelfs negatief wordt. De realiteit leert echter dat het bestaan van technologische opportuniteiten niet volstaat om deze effectief te benutten. Een groot aandeel van het woningenbestand kampt nog steeds met een problematisch lage energie-efficiëntie.

feed-in tarieven te betalen voor projecten die toelaten dat vanop afstand de productie van elektriciteit kan geregeld worden, bijvoorbeeld door windturbines met remote control systemen. Deze faciliteit kan belangrijk zijn om netwerkbeheerders toe te laten om mogelijke bottlenecks te voorkomen. Critici werpen dan weer op dat de netwerkbeheerders eerst de knelpunten van het netwerk zouden moeten wegwerken vooraleer de productie van hernieuwbare elektriciteit bewust afgeremd wordt...

2. kostprijs

De ondersteuning van hernieuwbare energietechnologie via feed-in tarieven heeft natuurlijk een prijs. In 2006 werd een totale feed-in vergoeding uitbetaald van 5.8 miljard Euro. Door de toenemende productie van hernieuwbare elektriciteit, dienden de netwerkbeheerders minder 'andere' elektriciteit aan te kopen en deze vermeden kost wordt geschat op 2.5 mrd Euro in het Progress Report van 2007 van het Duitse ministerie van leefmilieu. Hieruit blijkt dat hernieuwbare elektriciteit in 2006 gemiddeld 130% duurder was dan niet-hernieuwbare elektriciteit.

De netto-kost van de feed-in ondersteuning in 2006 is dus niet 5.8 maar 3.3 miljard Euro. Hierin zit tevens de beperkte administratieve kost van het mechanisme. De Duitse overheid concludeert dan ook dat de meerkost van het mechanisme in 2006 gelijk was aan 0.7 Eurocent per kWh of 4% van de gemiddelde prijs van elektriciteit. Intussen steeg de elektriciteitsprijs in Duitsland

omwille van diverse redenen. Voor de periode 2002-2006 zou de feed-in wet verantwoordelijk zijn voor 13% van de prijsstijging voor gezinnen.

De stijgende prijzen voor gas en steenkool impliceren dat het kostenverschil tussen hernieuwbare elektriciteit en fossiele elektriciteit verder zal inkrimpen zodat de netto-kost van het ondersteuningsmechanisme daalt¹⁵.

3. kostenefficiënt klimaatbeleid

Net op het moment dat hernieuwbare energietechnologie een industrieel succesverhaal aan het worden was, bedierf een groep Duitse economen onder leiding van Wernhard Möschel de pret. In hun analyse¹⁶ van het feed-in mechanisme concludeerden ze 'Der Netto-Effekt des EEG auf die europäische CO₂-Emissionen ist Null... Es wird dann zu einem ökologisch nutzlosen, aber volkswirtschaftlich teuren Instrument und müsste konsequenterweise abgeschafft werden.'

Het advies om de Duitse feed-in wet af te schaffen, is het resultaat van de vaststelling dat niet elke maatregel ter beperking van de CO₂-uitstoot per definitie een interessante klimaatmaatregel is. Alle economische agenten hebben budgetbeperkingen en economen pleiten voor het selecteren van de meest kostenefficiënte maatregelen om zo de impact van het gevoerde beleid te verhogen. Wie kiest voor de allerdurste in plaats van de goedkoopste¹⁷ reductiemaatregelen, haalt een lager reductierendement uit eenzelfde investeringsbedrag. En als de

goedkoopste klimaatmaatregelen niet worden genomen, stijgt de kost van het klimaatbeleid.

Het verloop van de reductiekost per ton CO₂ is sectorspecifiek en tijdsafhankelijk. We weten wel dat de marginale reductiekost meestijgt met de reductiedoelstelling. Voor de meeste Europese landen wordt een reductiekost tot 25 Euro per ton CO₂ verwacht voor de periode 2008-2012. De werkelijke reductiekost kan sterk verschillen van land tot land maar deze verschillen zetten net aan tot het verhandelen van emissierechten. Deze verwachte reductiekost sluit aan bij de verwachte prijsontwikkeling op de Europese markt voor verhandelbare emissierechten. Voor de periode 2020-2030 wordt dan weer een reductiekost tot 40 à 50 Euro verwacht¹⁸.

18. Deze cijfers zijn afhankelijk van heel wat hypothesen. Met de evolutie naar een internationale handel in emissiereducties met inbegrip van Joint Implementation en Clean Development Mechanisms kan de effectieve reductiekost lager uitvallen indien grootschalige herbebossingsprojecten volop geïntegreerd worden in de Kyotomechanismen.

Tabel II geeft een overzicht van de CO₂-reductiekost door de totale feed-in kost in miljoen € te delen door het totale aantal vermeden ton CO₂ per hernieuwbare energietechnologie. Zonder de feed-in steun wordt immers geen hernieuwbare elektriciteit geproduceerd en zouden de CO₂-emissies hoger zijn.

Duitsland is een van de weinige landen waarvan de CO₂-reductiekost per hernieuwbare energietechnologie kan berekend worden. Deze reductiekosten per vermeden ton CO₂ kunnen dan vergeleken worden met de reductiekosten van alternatieve klimaatmaatregelen. Alleen op deze manier kan hernieuwbare energie beoordeeld worden vanuit het door Möschel gehanteerde kostenefficiëntiestandpunt.

Tabel II – CO₂-reductiekost per hernieuwbare energietechnologie in Duitsland (2006)

	Elektricititeit (mrd kWh)	CO ₂ - reductie (milj.ton)	Feed-in kost (milj.€)	Saldo Feed-in kost (milj.€)	Feed-in kost per ton CO ₂
<i>Hydro</i>	4,92	22,522	366,6	128,0	5,68
<i>Gas (bio, mijnen, afval)</i>	2,79	3,303	195,6	60,3	18,25
<i>Biomassa</i>	10,9	12,796	1337,4	808,7	63,20
<i>Wind (on-shore)</i>	30,71	26,47	2733,8	1244,2	47,00
<i>Photovoltaics (PV)</i>	2,22	1,516	1176,8	1069,1	705,22

Bron: berekening op basis van Tabel 1-1 in BMU (2007). Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007

De vierde kolom uit Tabel II geeft de samenstelling van de totale feed-in vergoeding van 5.8 miljard Euro in 2006. Deze vergoeding is echter niet gelijk aan de netto-kost van het mechanisme omdat de netwerkbeheerders hun aankopen van fossiele elektriciteit met 2.5 miljard Euro konden verminderen.

In de voorlaatste kolom van Tabel II is het saldo van de feed-in kost opgenomen door de totale feed-in kost van 5.8 miljard Euro te verminderen met 2.5 miljard uitgespaarde aankopen. Per technologie werd de uitbetaalde feed-in kost verminderd met een aandeel in de uitgespaarde aankopen dat gelijk is aan het aandeel van de technologie in de totale geproduceerde hernieuwbare elektriciteit in kolom 2.

Wind on shore leverde in 2006 59.6% van de hernieuwbare elektriciteit zodat een even groot aandeel van de uitgespaarde aankopen van fossiele elektriciteit afgetrokken – 59.6% van 2 500 miljoen - wordt van de totale feed-in kost voor wind.

Het saldo van 1 244 miljoen Euro wordt dan gedeeld door het aantal vermeden ton CO₂ uit kolom 3 om de netto feed-in kost per vermeden ton CO₂ per technologie te kunnen becijferen in de laatste kolom.

Uit Tabel II blijkt dat hydroprojecten toelaten om de CO₂-emissies te reduceren tegen een zeer lage reductiekost (minder dan 6 Euro per ton CO₂). Ook gasprojecten laten toe om de emissies te reduceren tegen een zeer aanvaardbare kost; een reductiekost van

18,25 Euro is zelfs lager dan de huidige prijs voor een CO₂-emissierecht.

Voor windenergie ligt de CO₂-reductiekost in Duitsland op 47 Euro per ton. Investeren in windenergie is dan ook zonder enige twijfel een relatief kostenefficiënte klimaatstrategie die tegelijkertijd de externe energieafhankelijkheid beperkt. 47 Euro per ton is natuurlijk een gemiddelde cijfer dat de verschillen tussen alle gebruikte turbines wegvult. Dit cijfer doet vermoeden dat de CO₂-reductiekost voor de meest recente windturbines op de allerbeste locaties aanzienlijk lager uitvalt. Voor oudere turbines buiten de optimale windzones zal de reductiekost dan weer veel hoger zijn.

Deze berekeningen zijn natuurlijk afhankelijk van de specifieke Duitse context. Zowel de uitbetaalde feed-in vergoedingen als de kostprijs van de vermeden aankopen van fossiele elektriciteit beïnvloeden de berekende reductiekost.

Ter illustratie; indien de kostprijs van de vermeden fossiele aankopen niet 2.5 maar 3.5 miljard Euro bedroeg, dan was de CO₂-reductiekost van windturbines geen 47 maar 24 Euro per ton.

Tabel II leert tevens dat elektriciteit uit biomassa een duurdere klimaatmaatregel blijkt te zijn. Voor PV of zonnepanelen is de reductiekost per vermeden ton CO₂ echter excessief hoog. PV heeft een reductiekost van 705 Euro per ton vermeden ton CO₂ die in vergelijking tot on-shore wind 15 keer hoger ligt. Ook hier geldt natuurlijk dat er ongetwijfeld aanzienlijke verschillen zijn in de reductiekost per PV-installatie maar het is duidelijk dat de huidige PV-rendementen

ontoereikend zijn om PV te promoten als een kostenefficiënte klimaatmaatregel.

Wanneer Duitsland 10 miljoen Euro reserveert voor het ondersteunen van elektriciteit uit PV-modules, resulteert dit in een CO₂-reductie van 14 184 ton. Wordt hetzelfde bedrag besteed aan elektriciteit uit windenergie, dan bedraagt de CO₂-reductie 212 765 ton. Deze cijfers voor 2006 laten toe te concluderen dat Möschel en zijn collega's niet helemaal gelijk hebben. Wind, hydro en gasinstallaties zijn kostenefficiënte CO₂-reductietechnologieën en ook biomassacentrales komen aardig in de buurt. Alleen PV-installatie zijn momenteel excessief duur.

4. duurzame jobcreatie

Het ondersteunen van hernieuwbare energietechnologieën is in Duitsland ook een succesverhaal in termen van jobcreatie. In 1998 telde de hernieuwbare energiesector 67 000 werknemers en in 2007 werd de kaap van 250 000 gehaald¹⁹.

Tussen het kanteljaar 2004 en 2006 steeg de tewerkstelling in deze sector van 157 000 naar 230 000 jobs. Door deze spectaculaire toename werd de sector snel een belangrijke economische partner waarmee rekening dient gehouden te worden.

Sommigen dromen zelfs van 400 000 jobs tegen 2020. Tegenover deze 250 000 jobs staat een energiesector die zowel nationale projecten ontwikkelt – bouwen en onderhouden van windparken, installeren van PV-modules, engineering van biomassacentrales, etc-

als energietechnologie verkoopt aan het buitenland.

De omzet van de hernieuwbare energiesector steeg van 23 miljard Euro in 2006 naar 32 miljard Euro in 2007 en ook in deze sector boekt Duitsland exportsuccessen. In 2006 bedroeg het exportaandeel van de Duitse windsector 70% en dat van de Duitse PV-sector 30%.

Het buitenland maakt dus deels de indrukwekkende jobcreatie in Duitsland mogelijk.

Volgens BMU zijn 134 000 van de 230 000 jobs in 2006 het rechtstreekse gevolg van de feed-in wetgeving.

In datzelfde jaar was de netto-kost van de feed-in wetgeving ongeveer 3.3 miljard Euro waardoor de kost per gecreëerde job ongeveer 24 700 Euro bedraagt. De hernieuwbare

energiesector zorgt dan ook voor een relatief goedkope jobcreatie in vergelijking tot bijvoorbeeld jobcreatie als gevolg van belastingverlagingen.

Zo becijferde Orsini recent dat de Belgische belastingverlagingen vanaf 2001 ook zorgden voor een jobcreatie maar dan wel tegen een kost van 145 000 Euro per nieuwe job²⁰. En dit hoge cijfer ligt in de buurt van de resultaten van vergelijkbaar onderzoek voor andere Europese landen.

Is het industriële succes copy-controlled?

De feed-in wet heeft de sector van de hernieuwbare energie definitief op de economische kaart van Duitsland gezet. De sterk expansie van de sector viel samen de periode waarin Duitsland als

19. BMU (2007). EEG – The Renewable Energy Sources Act. The success story of sustainable policies for Germany.

20. <http://www.kuleuven.ac.be/doctoraatsverdediging/cm/3H04/3H040814.htm>

enige Europees land jaar na jaar een groter handelsoverschot kon opbouwen. Momenteel is Duitsland nog steeds de belangrijkste exporteur ter wereld, voor China. Duitsland levert naar schatting ongeveer 10% van de wereldexport en hiervan wordt 40% geproduceerd door Duitse KMO's. Relatief kleine industriële bedrijven uit Duitsland tekenen dus voor 4% van de wereldexport.

Het lijkt er dan ook sterk op dat het succes van de Duitse hernieuwbare energiebedrijven meer is dan het gevolg van de juiste wetgeving. Duitsland is een land met een industrieel weefsel waarin een dergelijke wet net een grote impact kan hebben. Elk land kan bij wijze van spreken de Duitse feed-in wet kopiëren maar dit betekent niet dat na enkele jaren 'Duitse resultaten' zullen geboekt worden. Het markante Duitse exportsucces van de laatste jaren blijkt in ieder geval niet te imiteren zijn door West-Europese landen²¹. Terwijl tussen 2000 en 2007 de meeste EU-lidstaten tegen een negatieve handelsbalans aankeken, bouwde Duitsland jaar na jaar een groter handelsoverschot op.

Conclusies

Hernieuwbare energie werd in enkele jaren tijd big business in Duitsland dankzij het juiste wetgevend kader en het aanwezige industriële weefsel. De Duitse feed-in wet beloont het investeren in hernieuwbare energietechnologie door een vaste vergoeding per kWh te garanderen voor een periode van 20 jaar. De Duitse feed-in vergoedingen zijn

zeker niet buitensporig gul in vergelijking met andere landen.

De feed-in wet heeft natuurlijk een kost en deze wordt doorgerekend aan de finale consument. In 2006 werd een totale feed-in vergoeding uitbetaald van 5.8 miljard Euro maar de netto-kost was met 3.3 miljard Euro aanzienlijk lager omdat de netwerkbeheerders minder fossiele elektriciteit dienden aan te kopen.

Deze feed-in wet wordt jaarlijks geëvalueerd en bijgestuurd. Hierdoor wordt het marktproces optimaal begeleid en neemt het vertrouwen van investeerders toe. Intussen realiseert deze sector een omzet van ongeveer 32 miljard Euro bij een tewerkstelling van ongeveer 250 000 eenheden. De Duitse overheid hanteert een zeer transparant beleid zodat het mogelijk is om voor elke technologie de kost per vermeden ton CO₂ te becijferen. Hieruit blijkt dat alleen de CO₂-reductiekost van PV-installaties zeer hoog is. Met een reductiekost van 47 Euro per vermeden ton CO₂ blijkt windenergie bij te dragen tot een relatief kostenefficiënt klimaatbeleid. En de verdere stijging van de steenkool- en gasprijzen maken hernieuwbare energie alsmaar attractiever.

Lessen uit Duitsland

1. een jaarlijkse evaluatie en bijsturing van het regulerend kader verhoogt de impact van de wetgeving en versterkt het vertrouwen van investeerders;

21. Zie Albrecht, J. (2007). 'En de winnaar van de globalisering is de ... Duitse KMO', Itinera Institute Memo 2007/5

2. een 'pragmatisch' vergunningsbeleid is een essentiële component voor een industrieel succesverhaal;
3. het bestaan van een sterk industrieel weefsel met grote bedrijven naast KMO's is een basisvoorwaarde voor een industrieel succesverhaal met sterke jobcreatie;
4. kan een ambitieus energiebeleid wel zonder een duidelijk industriebeleid?

Johan Albrecht
Senior fellow
Itinera Institute

Het Itinera Institute is een onafhankelijke denktank en doetank die, boven partijgrenzen, regionale verschillen en belangengroepen heen, wegen wil aanreiken voor beleidshervormingen met het oog op duurzame economische groei en sociale bescherming in België en zijn regio's.



Itinera Institute VZW-ASBL

Boulevard Leopold II Laan 184d - B-1080 Brussel - Bruxelles

T +32 2 412 02 62 - F +32 2 412 02 69

info@itinerainstitute.org www.itinerainstitute.org

L'itinera Institute est un think-tank et do-tank indépendant qui, au-dessus et au-delà des partis politiques, des différences régionales et des groupes d'intérêt, veut identifier les chemins de réformes qui garantissent une croissance économique et une protection sociale durables en Belgique et dans ses régions.

Verantwoordelijke uitgever - Editeur responsable: Marc De Vos, Directeur