

**ENERGIETRANSITIE:
SNELLER NAAR
EEN GROENER
SYSTEEM?**

ENERGIETRANSITIE: SNELLER NAAR EEN GROENER SYSTEEM?

Johan Albrecht

Senior Fellow Itinera Institute

Docent Universiteit Gent (Faculteit Economie en Bedrijfskunde),

Docent HUBrussel

ASP

Omslagontwerp: Stipontwerpt, Brussel
Omslagillustratie: Leo Timmers
Boekverzorging: Stipontwerpt, Brussel
Druk: Flin Graphic Group, Oostkamp
Gedrukt op Printspeed, Offset, houtvrij, 115g/m², PEFC

© 2009 Uitgeverij ASP nv
(Academic and Scientific Publishers nv)
Ravensteingalerij 28
B-1000 Brussel
Tel. 0032 (0)2 289 26 50
Fax 0032 (0)2 289 26 59
info@aspeditons.be
www.aspeditons.be

ISBN 978 90 5487 619 9
NUR 740 / 860
Wettelijk depot D/2009/11161/079

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm, op elektronische of welke andere wijze ook zonder voorafgaande, schriftelijke toestemming van de uitgever.

DEEL 1

TRANSITIE: TUSSEN REVOLUTIE EN UTOPIE? 13

01 | Energierevolutie of energie-utopie? 14

02 | Giacomo Ciamician en de energietransitie 24

03 | Fossiele schaarste/overvloed 30

04 | To peak or not to peak 46

05 | Het huidige energielandschap 56

06 | Is de transitie een utopie of een opportuniteit? 68

DEEL 2

DE ENERGIETRANSITIE IN KAART GEBRACHT 75

01 | De visie van het IEA: Energy Technology Perspectives 2008 76

02 | De technologische revolutie in kaart gebracht 94

03 | Conclusies 106

DEEL 3	
HERNIEUWBAAR, FOSSIEL OF VOORAL EFFICIËNT?	115
01 Inleiding	116
02 Het vergelijken van technologieën	120
03 Potentieel & kostenattractiviteit ≠ realiteit	132
04 Productiesubsidies: te laag, te hoog of net optimaal?	140
05 Niet-economische barrières	152
06 De dominantie van koolstof	166
07 Is inefficiëntie een garantie voor dominantie?	174
08 Conclusies	186
DEEL 4	
TRANSITIEVOORWAARDEN	193
DEEL 5	
CONCLUSIES EN VOORSTELLEN	231

VOORWAARDEN & HEFBOMEN VOOR EEN DUURZAMER ENERGIESYSTEEM

VASTSTELLING

Transitienoodzaak | H. 1.1, pp. 17-21

- Het huidige energiesysteem is niet duurzaam. Een ambitieuze energietransitie is een deel van de oplossing voor diverse energievraagstukken.

Transitiepotentieel | H. 2.1, pp. 79-92

- Het IEA (International Energy Agency) becijferde dat een ambitieuze energietransitie tegen 2050 een realiteit kan worden. Een stabilisering tot zelfs een halvering van de globale CO₂-emissies behoren tot de mogelijkheden. Hiertoe zijn enorme bijkomende investeringen – van 17 000 tot 45 000 miljard \$ -noodzakelijk. Dit zijn bovendien optimistische modelberekeningen. De reële kostprijs van de transitie zal wellicht veel hoger uitvallen.

Technologische mix ipv technologische selectiviteit | H. 2.2, pp. 97-104

- Alle technologische opties dienen optimaal benut te worden om van de energietransitie een realiteit te maken. Investerings in energiebesparingen en energie-efficiëntie kunnen meer dan de helft van de noodzakelijke emissiereductie genereren. Daarnaast spelen hernieuwbare energietechnologie, koolstofopslag of CCS (Carbon Capture and Sequestration) en in mindere mate nucleaire technologie een belangrijke rol. Technologische selectiviteit zoals een transitiebeleid zonder CCS of zonder nucleaire energie, maakt de transitie veel duurder en hypothekeert zelfs het realiseren van een ambitieuze reductiedoelstelling.

ACTIEPLAN

Transitiehefbomen | H. 2.1, pp. 79-92

- Prijsinstrument + herstel R&D-budgetten → energietransitie
- Het denken over de energietransitie dient georiënteerd te worden vanuit een kostenefficiëntieperspectief. Daarom bieden het prijsinstrument en het herstel van de R&D-inspanningen de sterkste hefbomen naar een kostenefficiënte en ingrijpende energietransitie. Alle transitietechnologieën en transitieopties dienen tegen elkaar uitgespeeld te worden in een competitieve maar faire marktomgeving.

- Hogere R&D-budgetten dienen ook stimuli te bieden voor diverse en kleinschalige transitie-experimenten die achteraf grondig geëvalueerd worden. Ook moet er opnieuw veel geld geïnvesteerd worden in efficiëntere fossiele technologieën.

ANDERE TRANSITIEVOORWAARDEN | H. 3, PP. 119-190 H. 4, PP. 196-229

De transitie kan een succes worden indien:

- de energietransitie een globaal project wordt;
 - de private sector gemobiliseerd wordt;
 - de systeemdimensie van het energiesysteem primeert op de focus op specifieke aanbodtechnologieën;
 - de impact van het huidige ondersteuningsbeleid op de technologische dynamiek beter geëvalueerd wordt;
 - alle technologische opties tegen elkaar uitgespeeld worden en overheden geen technologische selectiviteit opleggen;
 - efficiëntie beloond wordt op een efficiënte manier, d.w.z. met oog voor de kostprijs van de CO₂-reducties;
 - naast het prijsinstrument ook een specifieke R&D-ondersteuning voorzien is voor prille technologieën;
 - het prijsinstrument benut wordt om transferten van rijke naar arme landen mogelijk te maken;
- een pragmatische kijk op energiefiscaliteit centraal staat in het debat over de energietransitie;
 - op een transparante manier gecommuniceerd wordt over de voor- en nadelen van elke technologie of reductie-optie;
 - het beleid mikt op transitieresultaten in plaats van op verborgen *cadeau*-effecten voor hogere inkomensgroepen;
 - de argumenten van lobbyisten onderworpen worden aan een realiteitstoets;
 - de onvoorspelbaarheid van de transitie aanvaard wordt.

VOORWOORD

De opwarming van de aarde plaatst grenzen aan de fossiele economie. De spectaculaire ontwikkeling van Aziatische landen met een miljardenbevolking dreigt die grenzen te overschrijden, met enorme ecologische, economische, humanitaire en geopolitieke risico's tot gevolg. Tenzij we een duurzamer energiemodel vinden. Ecologie en economie waren ooit antipoden. In de strijd voor een duurzamere, groenere economie worden ze bondgenoten. Want "groen" en "economie" zijn daarin synoniem voor innovatie, technologie, infrastructuur, werkgelegenheid en groei. Dat maakt ze tot onweerstaanbaar politiek materiaal.

De groene economie staat dus niet voor niets bovenaan de beleidsagenda in vele landen. Daar heeft ook de economische crisis wat mee te maken. Alle ontwikkelde landen en alle belangrijke ontwikkelingslanden zien in de groene economie immers dé groeisector van de toekomst. Vóór de crisis waren belastingen, subsidies en emissienormen de voornaamste instrumenten van een beleid dat gericht was op het stimuleren van bewustere of groenere energieconsumptie en -productie. Na de crisis hebben steeds meer landen ambitieuze industriële plannen om zelf motor en marktleider te worden in de "Brave Green World" van de 21^{ste} eeuw. Een groene wapenwedloop tekent zich af.

Wat moeten de Belgische beleidsmakers in deze globale evolutie? Kan groen de toekomst van economie en werkgelegenheid worden, en zo ja: hoe? Welke beleidsprioriteiten dienen zich daarbij aan? Hoe vermijden we dat de groene hype uiteindelijk een groene mythe wordt? Hoe maken we succesvol de energietransitie naar een duurzame groene economie? Hoe positioneren we ons land om maximaal de vruchten te kunnen plukken van een mondiaal proces dat even veel kansen als risico's inhoudt? Welke keuzes dringen zich op, zowel op korte termijn als op de langere termijn?

Voor het beantwoorden van deze fundamentele vragen biedt het voorliggende boek inspiratie en duiding. Johan Albrecht positioneert het potentieel van de energietransitie. Hij verduidelijkt dat een mix van diverse technologische wegen uiteindelijk naar het groene Rome zullen leiden. De unieke en zaligmakende oplossing zal niet bestaan. Daarom moeten beleidsmakers een heldere strategie ontwikkelen die het potentieel van mogelijke hefboomen voor energietransitie maximaal benut. Het beleid moet gevarieerd en pragmatisch zijn. Kostenefficiëntie en effectiviteit zijn op korte termijn de boodschap.

Dit boek biedt een totaalbeeld van de beleidsvoorwaarden die nodig zijn opdat de energietransitie naar een groene economie inderdaad een duurzame combinatie van ecologie en economie zou opleveren. Beleidsontsporing vandaag zullen we immers overmorgen op elk vlak terugbetalen. Auteur Johan Albrecht gaat voor nuchterheid en realisme. Het wijst op de gecombineerde verantwoordelijkheid van overheid en markt, met het prijsmechanisme als onmisbare schakel. Energietransitie is politiek bevorderbaar maar niet maakbaar; onvermijdelijk, maar ook onvoorspelbaar. Het onderscheid tussen duurzaam beleid en bubbelbeleid is daarom essentieel. Dit boek biedt daarvoor een gedurfde en constructieve handleiding.

Marc De Vos

Directeur van het Itinera Institute

DANKWOORD

Ik wens alle personen die bijgedragen hebben tot de realisatie van dit rapport te bedanken. Dankzij hun opmerkingen en hun oordeelkundige inbreng, hebben zij mij toegelaten de verschillende delen van dit onderzoek te vervolledigen, te nuanceren en te finaliseren. Ik dank alle medewerkers van het Itinera Institute en de externe experts die mij hebben bijgestaan in de redactie en de realisatie van deze studie, en in het bijzonder het team van “Clean Energy Generation” voor de intense en open discussies over de materie.



DEEL 1

**TRANSITIE:
TUSSEN REVOLUTIE
EN UTOPIE?**

01

ENERGIEREVOLUTIE OF ENERGIE-UTOPIE?



Het huidige energiesysteem is niet duurzaam en een ware energierevolutie dringt zich op. Ondanks al het gepraat over energie- en klimaatproblemen blijft het afwachten of de bereidheid tot ingrijpende actie wel echt bestaat.

De huidige stand van de technologie sluit een snelle energierevolutie uit. Het globale energiesysteem bestaat nog steeds voor 99% uit 'oude' technologieën. De transitie verloopt dus zeer traag. Deze aparte dynamiek is toe te schrijven aan de lange gebruiksduur van kapitaalgoederen en aan informatieproblemen.

De focus op het globale energiesysteem is het meest relevant want de energietransitie is en blijft een collectieve inspanning zodat internationale coördinatie noodzakelijk is. Het huidige energielandschap weerspiegelt de economische opkomst van Azië en het potentieel tot energiebesparingen in de OESO-landen.

Energievraagstukken barsten van de informatieproblemen zodat het bepalen van het perfecte beleid niet mogelijk is. Zelfs de gevreesde olieschaarste blijkt op korte termijn relatief beheersbaar te zijn.

Ambitieuze beleidsmakers hebben vele opties maar blijken momenteel geconfronteerd te worden met het BANANA-fenomeen als mutant van de NIMBY-reflex.

Investeren in technologisch onderzoek is essentieel maar ook de algemene industriële vernieuwing dient drastisch versneld te worden. Het efficiënter maken van het fossiele systeem biedt voorlopig de grootste hefboomeffecten.

Een adequaat transitiebeleid laat toe de grootste energieonzekerheden beter te beheren.

Wat we nodig hebben is een ware energierevolutie.

Energievraagstukken worden veelal gepresenteerd als logische verhalen.

Is er wel een bereidheid of een wil tot actie?

Een energietransitie is een geleidelijke verandering van het energiesysteem.

De huidige stand van de technologie sluit een snelle energierevolutie uit. Het fossiele systeem zal nog vele decennia lang dominant blijven

Het huidige energiesysteem is niet duurzaam en de energievoorzichten op korte en middellange termijn zijn dat evenmin. Wat we nodig hebben is een ware energierevolutie; een groen energiesysteem dient zo spoedig mogelijk gestalte te krijgen en het huidige niet-duurzame systeem te vervangen. Met deze alarmerende boodschap worden heel wat energie- en klimaatrapporten ingeleid.

Energie- en klimaatrapporten bevatten ook lange lijstjes met aanbevelingen en remedies. Op deze manier wordt een logisch verhaal opgebouwd. Na het presenteren van het probleem, wordt de oplossing stap voor stap onthuld. Mensen verlangen nu eenmaal naar een verhaal met een sluitend einde en dit geldt evenzeer voor wetenschappers.

Het oplijsten van oplossingen is in vele gevallen een vrijblijvende denkoefening. Heel wat oplossingen raken niet uit de virtuele sfeer terwijl het probleem verder woekert in de reële sfeer. Zonder concrete maatregelen en gedragswijzigingen gebeurt er helemaal niets, ongeacht de urgentie van de alarmerende problematiek. Dit geldt niet alleen voor energie- of milieudossiers. Honger en ondervoeding, kindersterfte, AIDS en de obesitasepidemie,... Het zijn acute problemen met een hoge menselijke tol waarvoor relatief eenvoudige oplossingen bedacht kunnen worden. In de realiteit blijkt het echter zeer moeilijk om permanente en sluitende oplossingen af te dwingen.

TRANSITIE ALS PRAGMATISCH COMPROMIS?

In het voorwoord van heel wat rapporten van het International Energy Agency¹ wordt letterlijk gevraagd of er ondanks al het gepraat over klimaatwijzigingen en energieproblemen echt wel een bereidheid en een wil tot actie bestaat... Hoe mobiliserend de plot van het energie- en klimaatverhaal ook mag lijken, het blijft nog steeds wachten op de eerste indicaties van een globale energierevolutie.

Misschien is het concept energierevolutie minder geschikt in de context van energiesystemen die historisch gezien langzaam veranderen. Het concept van de energietransitie of de geleidelijke verandering van het energiesysteem is nauw verweven met de beoogde energierevolutie. De begrippen energietransitie en energierevolutie hebben een verschillende tijdsdimensie. Een energierevolutie suggereert eerder een bruuske omwenteling waarbij op korte termijn het energiesysteem fundamenteel verandert. De huidige stand van de technologie sluit een energierevolutie uit.

¹ Zie bijvoorbeeld het voorwoord van IEA (2008). Energy Technology Perspectives 2008. 'Despite all the talk about climate change, in recent years energy demand has continued to increase and global CO₂ emissions along with it.... We need nothing less than an energy revolution. But do the commitment and will genuinely exist?' (p.3).

'MODERNE' HERNIEUWBARE ENERGIE; OP NAAR 1%?

Niet-fossiele energietechnologie wint duidelijk aan belang maar heeft nog een zeer lange weg af te leggen om het fossiele systeem echt te kunnen vervangen. Het fossiele systeem zal nog vele decennia lang dominant blijven. Het aandeel van moderne hernieuwbare energietechnologie zoals windturbines en zonnepanelen in het globale commerciële energiesysteem is en blijft marginaal.

TABEL 1-1: RELATIEVE AANDEEL VAN OUDE EN 'MODERNE' ENERGIETECHNOLOGIE IN HET GLOBALE ENERGIESYSTEEM (IN %)

Technologie	1990	2010
Oude (fossiel, nucleair, hydro, biomassa)	99,60%	> 99%
Moderne (wind, zonnepanelen, geothermie)	0,40%	< 1%

Al het gepraat over klimaatbeleid, fossiele schaarste en hernieuwbare energie heeft finaal niet veel impact gehad.

De expansie van moderne hernieuwbare energietechnologie tussen 1990 en 2005 was amper een vierde van de expansie van steenkoolcentrales tussen 1999 en 2001.

In 1990 was het aandeel van wind, zonnepanelen en geothermische energie goed voor 0.4% van het globale energiesysteem². Vijftien jaar later bedraagt dit aandeel nog steeds maar 0.55%. Dit is een zeer ontvullende vaststelling. Al het gepraat over klimaatbeleid, fossiele schaarste en hernieuwbare energie heeft finaal niet veel impact gehad. Deze realiteit wordt genegeerd in het huidige opbod van ultra-ambitieuze transitiedoelstellingen zoals een globale CO₂-reductie met 80% tegen 2050.

De expansie van moderne hernieuwbare energietechnologie tussen 1990 en 2005 was amper een vierde van de expansie van steenkoolcentrales tussen 1999 en 2001. China alleen realiseerde tussen 2005 en 2006 een bijkomende steenkoolcapaciteit die drie keer zo belangrijk was als de expansie van moderne hernieuwbare energietechnologie tussen 1990 en 2005.

Het gaat natuurlijk niet op om te concluderen dat er helemaal niets veranderd is sinds 1990. Tussen 2006 en 2010 verwachten we toch een significante toename voor wind- en zonne-energie omdat enkele grote landen zoals de Verenigde Staten een capaciteits-sprong aan het maken zijn. Wie echter hoopt dat moderne hernieuwbare energietechnologie in één à twee decennia een aanzienlijk deel van het fossiele energiesysteem van de kaart zal vegen, is onwaarschijnlijk optimistisch. Het is ook overduidelijk dat het drastisch versnellen van de dynamiek van het energiesysteem alleen mogelijk wordt met de globale inzet van zeer sterke instrumenten.

² Daarnaast is er natuurlijk ook nog de rijpe hernieuwbare energietechnologie zoals waterkrachtcentrales en het traditionele gebruik van biomassa.

INVESTEREN IN DE VERSNELDE EINDIGHEID...

Waarom blijven we investeren in een systeem dat stilaan botst op de geologische grenzen van de eigen eindigheid?

Een pragmatisch transitiebeleid geeft gestalte aan de energietoekomst en kan ons behoeden voor de grootste energieschokken.

Met een goed transitiebeleid controleren we deels de uitdagingen die op ons afkomen in plaats van ze te moeten ondergaan.

Eenvoudige verhaallijnen kunnen echter ook wijzen op een *narrative fallacy*.

Het fossiele energiesysteem blijft gestaag groeien en dit kan voor velen een indicatie zijn dat al de doemvoorspellingen over de fossiele schaarste toch wel wat overdreven zijn. Want waarom zou iedereen blijven investeren in een systeem dat stilaan botst op de geologische grenzen van de eigen eindigheid? Deze vaststelling geeft ons enerzijds genoeg tijd om een alternatief energiesysteem uit te bouwen maar dreigt ons anderzijds in slaap te sussen.

Of investeert iedereen in de expansie van het fossiele systeem omdat er nog steeds geen economisch verantwoord alternatief is? In dat geval staan ons enkele zeer onaangename verassingingen te wachten. Wat gaan we doen wanneer de fossiele schaarste plots onverwacht hard toeslaat en we nog steeds geen economisch verantwoord alternatief hebben? De toekomst is onzeker en de totaal verschillende toekomstbeelden kunnen ofwel sterk mobiliseren ofwel verlamdend werken. Het uitbouwen van een pragmatisch transitiebeleid kan toelaten de energietoekomst mee gestalte te geven en ons behoeden voor de grootste energieschokken.

Als we de energierevolutie even opzij zetten, kan onze nieuwe verhaallijn als volgt worden samengevat: *‘Ons huidig energiesysteem is niet duurzaam zodat een energietransitie noodzakelijk is om te anticiperen op de enorme energieonzekerheden’*. De energietransitie resulteert finaal in een duurzamer tot zelfs zeer duurzaam energiesysteem en de oorspronkelijke problematiek is voorgoed verdwenen of toch sterk afgezwakt. Met een goed transitiebeleid controleren we deels de uitdagingen die op ons afkomen in plaats van ze te moeten ondergaan. We worden meer manager van het energiesysteem en minder verwonderde toeschouwer.

En een energietransitie is minder radicaal dan een ware energierevolutie. We hebben dus een aantrekkelijke, logische en ogenschijnlijk meer haalbare verhaallijn.

...OF EEN NARRATIVE FALLACY?

Eenvoudige verhaallijnen kunnen echter ook wijzen op een *narrative fallacy*, of een problematische oversimplificatie van een complexe realiteit. Zijn we wel zeker dat de beoogde energietransitie realiteit kan worden of staren we ons blind op een fabeltje? De evolutie van het marktaandeel van moderne hernieuwbare energietechnologieën

Zijn de vele micromaatregeltjes de solide bouwstenen van een energietransitie?

Wat indien het fossiele systeem net omwille van het schaarstebesef sterker en efficiënter wordt?

suggereert dat zelfs een bescheiden transitie allesbehalve gegarandeerd is. En zijn de vele micromaatregeltjes die overal worden genomen of overwogen worden wel de solide bouwstenen van een energietransitie?

Het is momenteel niet mogelijk om deze vragen sluitend te beantwoorden. Technologische evoluties op lange termijn blijven onvoorspelbaar. Heel wat analyses van energiesystemen hebben om deze reden een relatief korte tijdshorizon, bijvoorbeeld tot 2030 of 2040.

De analyse van de energietransitie is echter veel meer dan een futurologische oefening. Waarom is het fossiele energiesysteem dominant geworden, wat is de kracht van dit fossiele energiesysteem en kan het fossiele systeem in de toekomst nog sterker worden? De fossiele voorraden zijn eindig maar wat indien het fossiele systeem net omwille van dit schaarstebesef sterker en efficiënter wordt?

IETS NIEUWS ONDER DE ZON?

De energietransitie is geen nieuw concept. Met het toenemende gebruik van steenkool in Europa begon omstreeks 1300 immers de transitie van het niet-fossiele naar het fossiele systeem. Biomassa, windenergie en waterkracht waren toen de basiscomponenten van het niet-fossiele energiesysteem. Deze hernieuwbare energietechnologieën bleken op termijn minder attractief dan de ontlukende fossiele concurrent. De opkomst van het fossiele systeem maakte later een enorme welvaartssprong mogelijk en heeft de bossen van Engeland en andere landen gered van een totale kaalslag.

RENDEMENT VAN HET EXPERIMENT

In zowat alle landen wordt al lang geëxperimenteerd met alternatieve energietechnologieën. De belangstelling voor alternatieve energietechnologieën steeg sterk tijdens de eerste oliecrisis maar daalde achteraf even snel als de olieprijs. Zoekers blijven altijd zoeken en we weten intussen dat ook rioolwater, mest, algen, kokosnoten, frituurolie en olifantengras op een of andere manier een rol kunnen spelen in het energiesysteem van de toekomst. Veel van deze kleinschalige experimenten laten toe om nuttige lessen te trekken. Hoe meer experimenten, hoe beter ons kennisniveau. Dat heel wat van dergelijke experimenten niet de verhoopte resultaten opleveren is geen drama. Het komt er op aan om net de succesvolle experimenten grondig te analyseren en zo rendabel mo-

Hoe meer experimenten, hoe beter ons kennisniveau.

gelijk te vermenigvuldigen. Het streven naar een minder fossiel en meer gediversifieerd energiesysteem maakt het noodzakelijk om massaal te experimenteren en vervolgens streng te selecteren. Landen die investeren in dergelijke (kleinschalige) experimenten kunnen hierdoor een technologische voorsprong verwerven die later globaal verzilverd kan worden.

VERVOLG VAN HET VERHAAL

In dit eerste deel kijken we eerst naar het huidige energielandschap. Hoe belangrijk is het fossiele systeem? Naast het globale beeld is er aandacht voor de Belgische situatie. Hoe recent is trouwens de moderne interpretatie van het concept energietransitie? Het eerste deel wordt afgerond met de verschillende en veelal tegenstrijdige visies omtrent de energietransitie. We stellen de vraag of de energietransitie werkelijk een grote opportuniteit is, dan wel een naïeve utopie. In de volgende delen gaan we na waarop deze tegenstrijdige visies gebaseerd zijn en hoe de energietransitie er zou kunnen uitzien tussen nu en 2050. Hiertoe baseren we ons vooral op *Energy Technology Perspectives* van het IEA. Na deze verkenning waarbij veel aandacht gaat naar de technologische verwachtingen voor alle energietechnologieën, kijken we vooral naar de hernieuwbare energiebronnen. Na dit overzicht volgt een beleidshoofdstuk met een overzicht van de belangrijkste transitievoorwaarden.



VOORSTEL

Het globale energiesysteem evolueert zeer traag. Een transitiebeleid dient deze dynamiek te versnellen om de grootste energieonzekerheden beter te beheren. Dit kan alleen mits de globale inzet van zeer sterke instrumenten. Het prijsinstrument en een adequate R&D-ondersteuning van energietechnologieën dienen dan ook centraal te staan in het toekomstige beleid.

VOORSTEL

Zeker vanuit globaal perspectief blijkt hoe belangrijk oude energietechnologieën wel zijn voor het energiesysteem. Het verbeteren van deze –vooral fossiele – technologieën verdient meer aandacht dan nu het geval is. Efficiëntere fossiele technologieën kunnen belangrijke ecologische baten meebrengen.

Quick win: Maximaal experimenteren met nieuwe technologieën versnelt ons inzicht in het transitiepotentieel. Landen die investeren in dergelijke (kleinschalige) experimenten kunnen hierdoor een technologische voorsprong verwerven die later globaal verzilverd kan worden.

02

GIACOMO CIAMICIAN EN DE ENERGIETRANSITIE



Het moderne transitiedenken is bijna honderd jaar oud. Het fossiele schaarstebesef dateert van 1865 en de belangrijke transitie van steenkool naar olie bleef enkele decennia onopgemerkt. Intussen steeg onze kennis exponentieel maar blijven we vooral fossiele technologieën gebruiken.

Het moderne transitiedenken is bijna honderd jaar oud.

De eerste transitiedenker: “Het probleem van de toekomst begint ons te interesseren.”

De ‘moderne’ interpretatie van het concept energietransitie mag dan meer en meer aandacht krijgen in het zog van het klimaatbeleid, toch is hier niet bepaald sprake van een innovatief concept. Het moderne transitiedenken is bijna honderd jaar oud. In 1912 pleitte de Italiaanse scheikundige Giacomo Ciamician tijdens het 8^{ste} Internationale Congres van de Toegepaste Scheikunde in New York voor het vervangen van steenkool - of fossiele zonne-energie - door de energie in het zonlicht dat dagelijks de aarde bereikt. Als scheikundige zag hij in dat steenkool de bron is van alle welvaart maar dat deze bron niet onuitputbaar is. We hebben dan ook geen andere keuze dan ons langzaam maar zeker voor te bereiden op de toekomstige schaarsteproblematiek: *‘Modern civilization is the daughter of coal, for this offers to mankind the solar energy in its most concentrated form... Modern man uses it with increasing eagerness and thoughtless prodigality for the conquest of the World... Coal is not inexhaustible. The problem of the future begins to interest us’.*³

Ciamician was een zeer veelzijdige wetenschapper die vooral bekend werd omwille van zijn bijdragen tot de ontwikkeling van de organische chemie. Veel van zijn tijd besteedde hij aan de analyse van de fotosynthese in planten omdat dit volgens hem de essentie van de chemie was. De interactie tussen zonlicht en materie is immers het meest belangrijke en oudste natuurlijke fenomeen. Voor Ciamician waren er natuurlijk andere wetenschappers geweest met gelijkaardige ideeën. Ciamician was echter een algemeen erkende autoriteit en hierdoor ontsnapten zijn geschriften aan de totale vergetelheid. De geschiedenis is immers zeer selectief en alleen de werken van de grootste auteurs worden nog sporadisch gelezen door historici. En dan blijkt dat honderd jaar geleden wetenschappers in essentie dezelfde ideeën formuleerden als vandaag. De geschiedenis van het wetenschappelijk denken verdient veel meer aandacht dan nu het geval is. Toch verdwijnt de wetenschappelijke historiek langzaam maar zeker uit alle academische programma’s. Hierdoor starten jonge onderzoekers met een zeer beperkte kijk op de realiteit en wordt het warm water terug uitgevonden.

JEVONS, 1865

Het besef van de eindigheid van de steenkoolvoorraden was al veel langer een voorwerp van verhitte debatten. Jevons vroeg zich in 1865 al af in welke mate de industriële

³ Venturi, Balzani en Gandolfi (2005). *Fuels from solar energy. A dream of Giacomo Ciamician, the father of photochemistry.*

Olie creëerde de hedendaagse mens met zijn *easy way of life*.

ontwikkeling van Engeland zou afgeremd kunnen worden door het uitputten van de Engelse steenkooladers. Jevons had echter niet begrepen dat er aan de andere kant van de Atlantische Oceaan intussen al vloeibare steenkool ontgonnen werd. In 1859 werd bij een boring in de buurt van Titusville (Pennsylvania) het eerste olieveld ontdekt op een diepte van amper twintig meter. Deze gebeurtenis bracht een ongeziene overvloed en veranderde de wereld in amper honderd jaar tijd. Volgens Peter Sloterdijk verscheen hierdoor de hedendaagse mens met zijn *easy way of life* definitief op het toneel.

Het is achteraf eigenaardig dat de ontdekking van aardolie zo lang totaal genegeerd werd door de grootste geesten van die tijd. Een nieuwe prille energietransitie werd amper becommentarieerd in de eerste 40 tot 50 jaar. Ter gelegenheid van zijn 78^{ste} verjaardag kreeg Alfred Marshall, één van de grote Britse intellectuelen voor en rond 1900, de vraag of hij graag later nog eens wou terugkeren naar aarde. Marshall liet weten dat het eeuwige leven hem niet interesseerde maar liet zich toch verleiden tot de vraag hoe de wereld er in het jaar 2000 zou uitzien lang na de definitieve uitputting van de steenkoolvoorraden⁴. Alfred zou in 2000 verbaasd vaststellen dat er ook dan nog steeds steenkool is voor meer dan honderd jaar.

Het schaarstebesef rond olie bleef zeer sterk aanwezig in de Amerikaanse auto-industrie tot 1930.

Toch leidden de *gushers* of oliesputters niet onmiddellijk tot meeslepende visioenen over het olietijdperk. De dag na de ontdekking rezen al twijfels over de te beperkte voorraden. Henry Ford diende enkele decennia later zijn investeerders en zakenpartners te overtuigen dat er wel genoeg olie beschikbaar zou zijn om de auto-industrie te laten ontwikkelen tot een volwaardige industriële sector. Het schaarstebesef rond olie bleef zeer sterk aanwezig in de Amerikaanse auto-industrie tot 1930. Tot dan overheerste de visie dat de bestaande olievoorraden goed waren voor nog 15 à 20 keer de jaarlijkse (lage) consumptie.

Het fossiele schaarstebesef is even oud als het eerste gebruik van steenkool of aardolie en Ciamician was zeker niet de eerste die stil stond bij de nakende fossiele schaarste. Hij was wel één van de eersten die de natuur als voorbeeld wou hanteren in de zoektocht naar alternatieven. In 1912 wist Ciamician al dat de globale steenkoolvoorraden minder energie te bieden hebben dan een kleine fractie van het zonlicht waarmee de aarde jaarlijks verwordt. En hij had natuurlijk gelijk. Honderd jaar later weten we veel meer maar zijn we nog niet zo heel veel efficiënter geworden in het benutten van de gratis en overvloedige zonne-energie. Niet bepaald een opbeurende gedachte...

⁴ Francesco Boldizzoni (2008). *Means and ends. The idea of capital in the West, 1500-1970* (Palgrave, New York).

03

FOSSIELE SCHAARSTE/ OVERVLOED



De industriële vernieuwing dient versneld te worden om de uitstoot van broeikasgasemissies te beperken en te anticiperen op de fossiele schaarste. Vooral ons oliegebruik en de daaraan gekoppelde transportsector staan bloot aan de schaarsteproblematiek. De opkomst van de elektrische en (plug-in) hybride auto kan een gepast antwoord zijn op de olieschaarste maar dan dient de productie van elektriciteit ongetwijfeld fors verhoogd te worden. Hierdoor kan de vraag naar gas, steenkool en uranium sterk toenemen.

Fundamentele informatieproblemen bemoeilijken het optimale energie- of transitiebeleid. De fossiele schaarste is een realiteit maar op korte termijn is een energiecatastrofe zeer onwaarschijnlijk. Tenminste, als er globaal geïnvesteerd wordt in nieuwe capaciteit... Tussen nu en 2030 zullen de olieprijsen naar alle waarschijnlijkheid relatief hoog blijven. Hoge prijzen versnellen investeringen in efficiëntieverbeteringen.

De industriële vernieuwing dient drastisch versneld te worden om de uitstoot van broeikasgasemissies te beperken en te anticiperen op de fossiele schaarste.

Juiste of optimale beslissingen worden alleen genomen in situaties van perfecte of complete informatie

Een transitiebeleid stippelt niet zozeer het ideale traject uit maar probeert de grootste risicofactoren enigszins te beheersen.

Het toekomstige energielandschap zal vorm krijgen door de interactie van enkele uitdagingen – geologische, technologische, klimatologische en institutionele - en de gekozen globale beleidsopties. Elk industrieel weefsel heeft een eigen dynamiek die zichzelf in lange golven vernieuwt. Oude technologieën verdwijnen omdat investeringskapitaal steeds zoekt naar hogere rendementen. Ook zonder enige vorm van energie- of klimaatbeleid zullen nieuwe energietechnologieën ontwikkeld en verspreid worden. Maar dit spontane proces verloopt te traag voor wie pleit voor een energietransitie. De industriële vernieuwing dient drastisch versneld te worden om de uitstoot van broeikasgasemissies te beperken en te anticiperen op de fossiele schaarste.

Over de fossiele schaarste bestaan zeer uiteenlopende visies. Voor sommigen is de fossiele schaarste een onbestaand probleem omdat elke vorm van schaarste vanzelf wordt opgelost door vrije marktkrachten. Schaarste zorgt voor hogere prijzen en hierdoor krijgen nieuwe technologieën een kans op de markt en streven alle economische agenten vrijwillig of gedwongen naar een vermindering van de vraag naar energie. Een lagere vraag laat toe om een nieuw evenwicht te bereiken bij een lager aanbod. Anderen koppelen dezelfde schaarste aan economische rampscenariò's. Ooit zijn de gekende voorraden volledig opgebruikt en hebben we ofwel een ander en even energiek energiesysteem, ofwel leven we veel minder energie-intensief. De laatste optie hoeft niet noodzakelijk te leiden tot een drastische verlaging van onze levensstandaard.

INFORMATIEPROBLEMEN

Het blijft echter zeer moeilijk om dit ogenschijnlijk eenvoudige probleem aan te pakken. Juiste of optimale beslissingen worden alleen genomen in situaties van perfecte of complete informatie. Een verwachte olieprijs van \$ 300 tegen 2030 zal een andere strategie uitlokken dan een verwachte olieprijs van \$ 30 in 2030. Energie- en klimaatkwesties barsten van de informatieproblemen en dit zal nog lang zo blijven. Het optimale beleid op basis van perfecte informatie kan dus niet worden uitgestippeld. Het blijft dus laveren tussen onzekerheden. Het is dan ook nuttig om alle risico's onderling te vergelijken en een inzicht te krijgen in de meest kwetsbare componenten van ons energiesysteem. Een transitiebeleid stippelt niet zozeer het ideale traject uit maar probeert de grootste risicofactoren enigszins te beheersen.

Een mooi voorbeeld van een cruciaal informatieprobleem betreft het debat over de olievoorraden en de *peak oil* prognose. Niemand kent de totale olievoorraden en de

De totale oliereserves blijven onzeker en dit verklaart de grote variatie in te verwachten gebruiksjaren.

meeste schattingen voorzien nog olie voor 30 à 40 jaar. De meest optimistische schattingen komen zelfs tot 65 à 75 jaar. De totale oliereserves blijven onzeker en dit verklaart de grote variatie in te verwachten gebruiksjaren. Het blijft moeilijk om de totale productie uit een gekend veld precies in te schatten en heel wat olieproducerende landen hanteren allesbehalve een transparant beleid over hun voorraden.

'NOG DERTIG JAAR OLIE...'

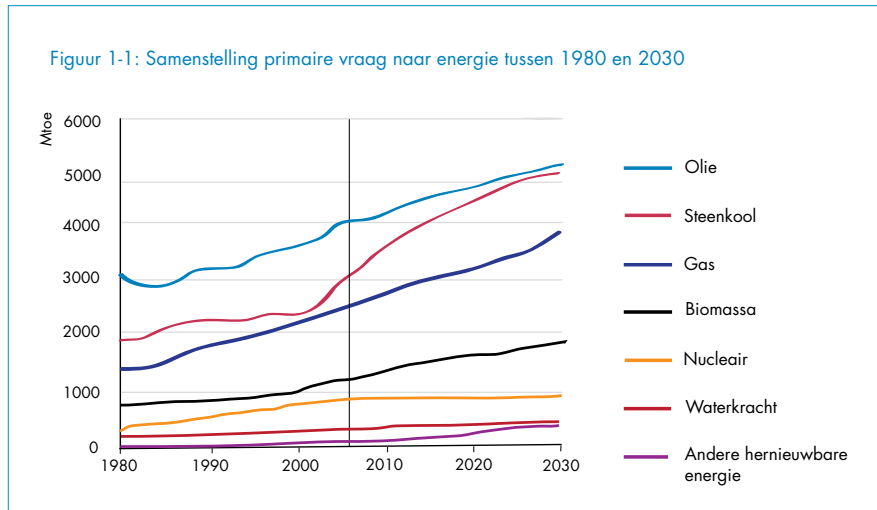
We horen al meer dan dertig jaar dat er nog olie is voor dertig jaar. Zal er ook binnen dertig jaar nog olie zijn voor dertig jaar? Daarbij komt dat het vooruitzicht van absolute eindigheid – de markt droogt op en verdwijnt – zou moeten leiden tot zeer radicale actieprogramma's om paniekreacties te vermijden. Waar kunnen we dergelijke radicale actieprogramma's momenteel bewonderen? Of schieten we echt pas in actie wanneer het laatste vat verkocht is en de pomphouders het bordje 'definitief gesloten' uithangen? Het zijn vragen die een antwoord verdienen en het is dan ook verhelderend om de visie van het Internationale Energie Agentschap (IEA) over deze kwestie te analyseren.

HET OLIELANDSCHAP VOLGENS HET IEA

De wereldvraag naar primaire energie stijgt elk jaar met ongeveer 1%. Door de sterke economische ontwikkeling van Azië verwacht het Internationale Energie Agentschap (IEA) dat de vraag naar primaire energie jaarlijks zal stijgen met 1,6% tussen nu en 2030. Dit komt neer op een toename met 45% tegen 2030. Hoe kan deze toename gerealiseerd worden?

Figuur 1-1 geeft als antwoord op deze vraag een beeld van de samenstelling van de primaire vraag naar energie in miljoen ton olie-equivalenten tussen 1980 en 2030⁵.

⁵ De primaire energie geleverd door elke energiebron wordt uitgedrukt in olie-equivalenten of de energiewaarde uit aardolie om de bijdrage van de diverse energiebronnen te kunnen optellen en vergelijken.



BRON: IEA (2008). WORLD ENERGY OUTLOOK 2008

Steenkool wint sterk aan belang en wordt tegen 2030 even belangrijk als aardolie.

Van de hernieuwbare energiebronnen is biomassa de grote winnaar volgens het IEA.

Moderne hernieuwbare energietechnologieën zijn in 2030 nog steeds minder belangrijk dan waterkrachtcentrales

Figuur 1-1 toont dat de energievraag en de energieproductie op basis van alle energiebronnen sterk toeneemt tussen nu en 2030. Het valt op dat vooral steenkool sterk aan belang zal winnen en tegen 2030 bijna even belangrijk wordt als aardolie. De toename van het belang van steenkool is aanzienlijk belangrijker – in miljoen ton olie-equivalenten – dan de gezamenlijke toename van energie uit biomassa, waterkrachtcentrales, moderne hernieuwbare energietechnologieën en nucleaire energie. Jevons en Marshall zouden hun zware wenkbrauwen verwonderd fronsen... Ook het aanbod van en de vraag naar gas stijgt quasi rechtlijnig tussen nu en 2030. Van de hernieuwbare energiebronnen is biomassa duidelijk de grote winnaar volgens het IEA. Tegen 2030 zal de energiebijdrage van biomassa ongeveer te vergelijken zijn met het belang van aardgas omstreeks 1990. In 2030 is de bijdrage van biomassa toch ongeveer 30% van de bijdrage van steenkool en dat is niet bepaald marginaal. De bijdrage van waterkracht en nucleaire energie wordt ook verwacht toe te nemen maar de groei is niet spectaculair. De meer moderne hernieuwbare energietechnologieën zullen in 2030 nog steeds minder belangrijk zijn dan energie uit waterkrachtcentrales maar de kloof wordt relatief klein.

Het IEA verwacht in 2015 een olieprijs van \$ 100 per vat.

Vooral China tekent voor een enorme toename van de energievraag

Figuur 1-1 is opgemaakt op basis van modelinformatie tot medio 2008. Tot dan gingen de meeste internationale organisaties uit van een vertraging van de globale economische groei in 2009 en 2010. De huidige economische crisis met een wereldwijde krimp werd niet verwacht en de patronen uit Figuur 1-1 zullen zich dan ook pas manifesteren met enkele jaren vertraging. Het is best mogelijk dat 2009 en 2010 jaren worden met een dalende vraag naar primaire energie.

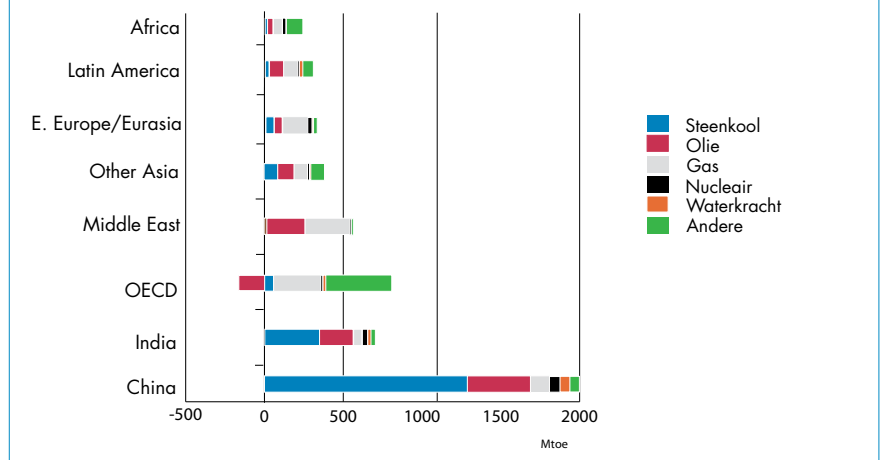
Daarnaast is elke prognose afhankelijk van de gehanteerde prijsassumpties. Het verloop in Figuur 1-1 is gebaseerd op systematisch stijgende prijzen voor fossiele energie en voor elektriciteit. Zo is de toename van de vraag naar olie gebaseerd op een reële olieprijs van 100 \$ per vat tot 2015. Na 2015 stijgt de olieprijs door tot \$ 200 per vat. In andere recente studies van het IEA wordt een lagere prijs gehanteerd. Dit heeft veel te maken met de olieprijs op het publicatiemoment. Met een prijs van 145 \$ per vat lijkt een toekomstige prijs van 200 \$ minder onwaarschijnlijk dan een toekomstige prijs van 25 \$. En bij prijsvergelijkingen dient steeds het onderscheid gemaakt te worden tussen nominale en reële prijzen.

Tussen nu en 2030 zullen de olieprijsen relatief hoog zijn en toch stijgt het oliegebruik van 85 miljoen vaten per dag vandaag naar 106 miljoen vaten per dag in 2030. Volgens deze prognose van het International Energy Agency⁶, stijgt het gebruik van olie dus met 24% in deze periode waardoor de huidige gekende reserves sneller uitgeput zullen zijn. Mocht de olieprijs echter veel lager zijn, dan kunnen we een sterkere toename van de vraag naar olie verwachten. In dit laatste scenario zou de vraag naar steenkool dan ook wellicht wat minder snel stijgen.

Figuur 1-2 geeft een regionale uitsplitsing van de toenemende vraag naar primaire energie tussen 2007 en 2030. Hieruit blijkt dat voor alle regio's de vraag naar primaire energie toeneemt maar dat er zeer grote verschillen tussen de regio's verwacht worden. Vooral China tekent voor een enorme toename van de vraag. Uitgesplitst per energiebron blijkt dat de toename van de vraag naar steenkool in China groter is dan de toename van de vraag naar steenkool in de rest van de wereld. Azië kiest voor steenkool en olie terwijl het Westen eerder inzet op gas. De regionale verschillen in economische groei verklaren waarom het globale aandeel van steenkool sterk toeneemt in Figuur 1-1.

⁶ IEA (2008). World Energy Outlook 2008.

Figuur 1-2 – Een regionale uitsplitsing van de vraag naar primaire energiebronnen tussen 2007 en 2030



BRON: IEA (2008); WORLD ENERGY OUTLOOK 2008

De vraag naar olie daalt in de OESO-landen tussen 2007 en 2030.

Tegen 2030 stijgt de vraag naar olie in China met 9 miljoen vaten per dag.

Het IEA verwacht dat de vraag naar olie sterk stijgt in China, India en in het Midden-Oosten. Voor de OESO-landen wordt een daling van de vraag verwacht. Dit verschil is toe te schrijven aan het relatief lage economische groeiritme in de meeste OESO-landen, de beperkte verdere expansie van het wagenpark in de rijkste landen en de impact van continue investeringen in efficiëntieverbeteringen en energiebesparingen. Volgens het IEA zal tussen 2007 en 2030 het olieverbruik in zowel Europa als de Verenigde Staten dalen met ongeveer 1 miljoen vaten per dag, terwijl het verbruik in China zal toenemen met 9 miljoen vaten per dag. Ook in India en het Midden-Oosten zal de vraag naar olie stijgen met 4 miljoen vaten per dag. Ook blijkt de vraagevolutie in Oost-Europa het spiegelbeeld te zijn van de verwachte vraag naar olie in de Europese OESO-landen.

De oliemarkt is één van de zeldzame echt globale markten. Wat het ene land niet consumeert, blijft op de markt beschikbaar voor andere landen. De efficiëntieverbeteringen en besparingsmaatregelen in Europa en de Verenigde Staten maken deels het toenemende verbruik mogelijk in China en India. De daling van de vraag naar olie in de OESO-landen vermindert de prijsdruk van de energieketel – de olieprijs zou hoger uitvallen mocht de vraag naar olie ook stijgen in de OESO-landen - zodat China en India

Energiebesparingen in het ene continent worden omgezet in een toenemende vraag naar energie in een ander continent.

Hernieuwbare energie wordt vooral belangrijk in de regio's die zich de hoge subsidies kunnen veroorloven. Rijke landen dienen het initiatief te nemen in de ontwikkeling van nieuwe energietechnologieën.

Het globale energieverbruik kan alleen fors toenemen mits een zeer ambitieus investeringsprogramma.

Kan het aanbod van fossiele brandstoffen – in het bijzonder olie – nog sterk opgevoerd worden?

hun vraag sneller kunnen opvoeren. Uiteindelijk stellen we hier vooral vast dat energiebesparingen in het ene continent dankbaar omgezet worden in een toenemende vraag naar energie in een ander continent. Op deze wijze stimuleren de energiebesparende regio's de energetische expansie van de groeielanden. Globale markten zijn soms wonderbaarlijke mechanismen van solidariteit. We mogen hierbij natuurlijk niet vergeten dat hoge energieprijzen ook in China en India investeringen in energie-efficiëntie en energiebesparingen zullen uitlokken tussen nu en 2030. Door de sterke economische groei en het lagere inkomensniveau kunnen deze energiebesparingen echter niet leiden tot een reductie van het totale energieverbruik zoals in regio's zoals Europa met een relatief lage groei en hoge inkomens.

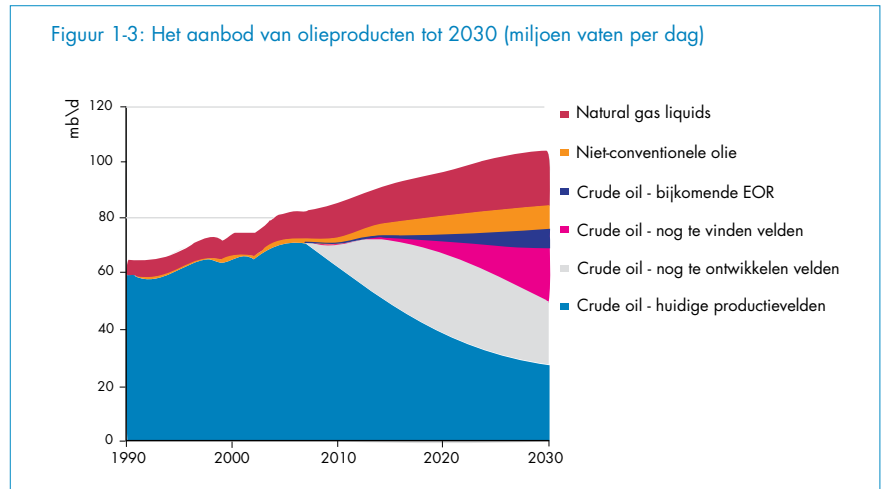
Figuur 1-2 leert tevens dat biomassa en moderne hernieuwbare energietechnologieën vooral belangrijk worden in de OESO-landen. De ontwikkeling van biomassa en moderne hernieuwbare energietechnologieën is in de OESO-landen groter dan in de rest van de wereld. Dit is ook geen grote verrassing omdat deze technologieën afhankelijk zijn van ondersteuning met dure subsidies. Minder welvarende regio's kunnen zich deze subsidies minder makkelijk veroorloven. Overigens is het ook aan de rijke landen om het initiatief te nemen in de ontwikkeling van dure nieuwe technologieën. Dit traject start met publieke R&D-uitgaven aan diverse energietechnologieën die aangevuld worden met productie-incentives om nieuwe technologieën te verspreiden. De historische verantwoordelijkheid van de rijke landen omvat veel meer dan het reduceren van broeikasgassen.

GEZOCHT: OLIESCHAARSTE

De verwachting dat het wereldenergieverbruik met 45% zal toenemen in minder dan 25 jaar lijkt niet bepaald te wijzen op een nakende fossiele schaarste. Om een dergelijke expansie mogelijk te maken binnen een relatief korte periode, dient wel een zeer ambitieus investeringsprogramma gelanceerd te worden voor de ontginning van nieuwe bronnen. Zonder deze investeringen ontstaan onvermijdelijke spanningen op diverse deelmarkten en zal de prijsevolutie bruusk en onvoorspelbaar verlopen. Dergelijke onzekerheden zijn echter moeilijk te modelleren en om deze reden vertrekken technologische modellen steevast van quasi lineaire prijsontwikkelingen. Een interessante vraag is dan ook of bij een lineair stijgende energieprijzen het aanbod van fossiele brandstoffen – in het bijzonder olie – werkelijk kan opgevoerd worden zoals gepresenteerd in Figuur 1-1. Want als dit

niet kan, is er een totaal ander evenwicht tussen vraag en aanbod dan het evenwicht dat gesuggereerd wordt in Figuur 1-1.

Volgens het International Energy Agency (IEA) kan het aanbod inderdaad opgevoerd worden indien de noodzakelijke investeringen in expansiecapaciteit effectief doorgevoerd worden. Figuur 1-3 presenteert het ideaalbeeld van het aanbod van olie tot 2030.



BRON: IEA (2008). WORLD ENERGY OUTLOOK 2008

Het volgende decennium is van cruciaal belang voor de stabiliteit en toekomst van ons energiesysteem.

De combinatie van productie uit oude en nieuwe olievelden zorgt voor een vlakke totale productie van conventionele olie in de periode tussen 2009 en 2016.

De combinatie van een stijgende vraag naar olie tot 2030 en de huidige reserves voor zo'n 40 jaar suggereert een zeer kritieke situatie binnen enkele decennia. Figuur 1-3 toont dat vooral de komende 10 jaar van cruciaal belang zullen zijn. Op basis van een zeer gedetailleerde en quasi complete analyse van de huidige olievelden en olieprojecten, concludeert het IEA dat de productie uit de olievelden die nu geëxploiteerd worden, zal dalen vanaf 2009. Dit is zichtbaar in het lichtblauwe vlak in Figuur 1-3. Momenteel zijn deze velden goed voor 68 miljoen vaten per dag en deze productie zal terugvallen tot minder dan 30 miljoen vaten per dag in 2030. Deze daling dient gecompenseerd te worden door productie uit gekende velden die nu nog niet geëxploiteerd worden. De productie uit deze velden wordt weergegeven in de grijze oppervlakte in Figuur 1-3. De combinatie van productie uit oude en nieuwe velden zorgt voor een vlakke totale productie van conventionele olie in de periode tussen 2009 en 2016. Het in exploitatie

Tegen 2030 moeten we een een totale bijkomende olieproductie realiseren van 64 miljoen vaten per dag of tien keer Saoedi-Arabië.

Het olieaanbod zal afhangen van een meer divers productiesysteem waarin conventionele olie uit kleinere velden aangevuld wordt met een aanzienlijke productie uit niet-conventionele velden en een sterke toename van *natural gas liquids*

nemen van nieuwe velden kan altijd onaangename verrassingen opleveren met markt-
onevenwichten als gevolg. De productie uit deze nieuwe velden stijgt van 2009 tot 2020
en begint dan langzaam te dalen. Nog voor 2020 dienen andermaal nieuwe velden ge-
exploiteerd te worden om te compenseren voor de productiedaling uit de oude velden
en uit de nieuwe velden vanaf 2009. Markant detail; deze compenserende olievelden
moeten nog gevonden worden. We zijn dus nog niet zeker of deze velden tegen dan
effectief gevonden zullen zijn en kunnen geëxploiteerd worden tegen haalbare voor-
waarden. Op zich is dit zeker geen reden tot paniek – we vinden altijd nog nieuwe olie-
velden⁷ - maar het is duidelijk dat er maar enkele grote projecten dienen weg te vallen
om spanningen in het energiesysteem te brengen.

Figuur 1-3 leert ook dat als gevolg van de dalende productie uit de huidige velden
tegen 2030 een totale bijkomende olieproductie van ongeveer 64 miljoen vaten per
dag gerealiseerd dient te worden. Dit is te vergelijken met maar liefst tien keer Saoedi-
Arabië. Alles is mogelijk maar dit is toch 'een uitdaging'...

Daarbij komt dat de huidige recessie en de onzekerheid over de evolutie van de vraag
naar energie heel wat energieprojecten vertraagt of zelfs dreigt te annuleren. De markt
kamp met een hogere onzekerheid en hierdoor verhoogt de kans op verkeerde beslis-
singen of het vooruitschuiven van beslissingen.

Naast de conventionele aardolie zijn er ook nog de niet-conventionele oliebronnen. Lan-
den zoals Canada en Venezuela bezitten grote voorraden *tar sands* of bitumen die ver-
werkt kunnen worden tot olie. Dit zijn echter zeer energie-intensieve verwerkingsprocessen
met heel wat nadelen. Volgens de meest optimistische inschattingen zouden de niet-con-
ventionele bronnen tegen 2030 ongeveer 8% van de olieproductie kunnen leveren⁸. Deze
niet-conventionele olieproducten zijn oranje gekleurd in Figuur 1-3. De figuur toont ook de
extra productie van olie door investeringen in verbeterde ontginning via CO₂-injectie (don-
kerblauwe oppervlak) en de olieproductie door het vloeibaar maken van gas. Deze zo-
genaamde *natural gas liquids* (of *gas-to-liquid*, rood oppervlak) tekenen in 2030 voor een
even belangrijke productie als de productie uit gekende maar nog te ontwikkelen velden.
De voornaamste conclusie op basis van Figuur 1-3 is dat de olieproductie in amper 15
jaar tijd evolueert van een vrij eenvoudig gecentraliseerd systeem met conventionele
olie uit de allergrootste olievelden aangevuld met *natural gas liquids* naar een systeem
met een meer verspreide productie van conventionele olie in kleinere velden, aangevuld

7 We vinden vooral relatief kleine nieuwe olievelden en weinig echt grote velden.

8 D'haeseleer, W. (2005). Energie vandaag en morgen. Beschouwingen over energievoorziening en -gebruik (Acco).

met een aanzienlijke productie uit niet-conventionele velden en een sterke toename van *natural gas liquids*.

Volgens het IEA is de fossiele schaarste tot 2030 dus een beheersbare realiteit. Over het *peak oil* fenomeen op korte termijn ligt men bij het IEA niet wakker. *Peak oil* is een fenomeen op het niveau van het individuele veld en in mindere mate van de totale olievoorraden. Oude velden worden vervangen door nieuwe velden en de wereld draait voort.

GAS, STEENKOOL EN URANIUM

De gekende aardgasvoorraden geven ons enkele decennia langer uitstel. Algemeen wordt aangenomen dat de gekende voorraden 60 tot 100 keer groter zijn dan de actuele jaarlijkse consumptie. Indien de aardgasconsumptie in de toekomst sterk zou stijgen – en dit is onvermijdelijk wanneer aardolie zeer duur zou worden – dan krimpt de levensduur van de gekende aardgasreserves. Voor steenkool en bruinkool liggen de zaken anders. De steenkoolvoorraden worden conservatief ingeschat als 165 keer het huidige jaarverbruik terwijl de bewezen bruinkoolvoorraden goed zouden zijn voor 360 jaar⁹.

Voor uranium worden de beschikbare voorraden uitgedrukt per prijsklasse van het uranium. De goedkope uraniumvoorraden zijn goed voor 25 tot 50 keer het jaarlijkse verbruik terwijl het opnemen van de duurste uraniumvoorraden toelaat om nog 170 keer het jaarlijkse verbruik te dekken. Deze cijfers hangen sterk af van de gebruikte conversietechnologie. De huidige kerncentrales gaan relatief inefficiënt om met uranium in vergelijking tot de nieuwste technologieën zodat de gekende voorraden in principe veel meer potentieel bieden.

Dit korte overzicht suggereert dat vooral ons olieverbbruik en de daaraan gekoppelde transportsector blootstaan aan de schaarsteproblematiek. Maar ook de gasvoorraden zijn niet omvangrijk genoeg om marktspanningen uit te sluiten. Voor steenkool en uranium is de druk op korte termijn eerder beperkt. Ook dit is relatief want alle energiedragers zijn op middellange termijn substituten waardoor het schaarsteprobleem voor olie kan leiden tot een versnelde schaarste voor gas, steenkool of voor uranium. De opkomst van de elektrische en (plug-in) hybride auto kan een gepast antwoord zijn op de olieschaarste, maar dan dient de productie van elektriciteit ongetwijfeld sterk verhoogd te worden. Hierdoor kan de vraag naar gas, steenkool en uranium sterk toenemen. Alles

Voorals ons olieverbbruik en de daaraan gekoppelde transportsector staan bloot aan de schaarsteproblematiek.

De opkomst van de elektrische en (plug-in) hybride auto is een gepast antwoord op de olieschaarste als de productie van elektriciteit verhoogd kan worden.

⁹ Dit cijfer heeft echter een beperkte relevantie want het huidige verbruik van bruinkool is verwaarloosbaar klein (of 0.02% van het steenkoolverbruik).

is aan elkaar gekoppeld en hierdoor vermenigvuldigt het aantal mogelijke scenario's en risico's.

ONZEKERE SCHAARSTE, ZEKERE PRIJSVERHOGINGEN?

Wat doen we met de wetenschap dat we het olieaanbod enkele decennia kunnen 'stretchen' door betere ontginningstechnologieën, niet-conventionele velden en *natural gas liquids*? Zodra de grootste olievelden voorbij hun *peak* zijn, stijgt de prijs van olie omdat alleen in het Midden-Oosten olie geproduceerd kan worden aan \$ 5 per vat. Toen rond 1999 de olieprijs een tijdje schommelde rond \$ 9 à \$ 10 werden in landen zoals de VS subsidiemechanismen uitgewerkt om de nationale olieproducenten te ondersteunen. Na 2000 is de olieprijs altijd hoger dan \$ 15 geweest zodat productie buiten het Midden-Oosten rendabel kon gebeuren. En met de hoge prijzen van 2008 kan overal op een rendabele manier steenkool en gas omgezet worden in vloeibare brandstoffen. Hoge olieprijsen doen dus – na enige vertraging – zowel het conventionele als het niet-conventionele aanbod toenemen. Toch zijn er ook hier geen zekerheden. Dezelfde hoge prijzen kunnen immers de vraag aanzienlijk doen terugvallen zodat een toename van het aanbod niet vermarkt kan worden aan hoge prijzen. Heel wat olie-exporteurs zijn de pijnlijke lessen van de eerste oliecrisis niet vergeten toen hun bijkomende investeringen vooral hebben geleid tot overcapaciteit en grote kapitaalverliezen. Investeerders dienen immers niet alleen rekening te houden met hun mogelijkheden tot actie maar ook met de reactie van hun potentiële consumenten op alle marktinformatie. Te bruske prijsbewegingen zijn niet wenselijk voor de marktpartijen. In het ideale scenario evolueert de olieprijs traag maar gestaag. Beleidsinstrumenten die een dergelijk prijsverloop ondersteunen, hebben dan ook een streepje voor op alternatieve benaderingen.

Hoge olieprijsen doen dus – na enige vertraging – zowel het conventionele als het niet-conventionele aanbod toenemen. Toch zijn er ook hier geen zekerheden.

Marktpartijen zijn niet gebaat door te bruske prijsbewegingen.

DE TRANSITIE IS VAN IEDEREEN

Een stijging van de energieprijzen beïnvloedt op termijn de vraag naar energie maar de ervaring tussen 2000 en 2008 leert dat alleen echte forse prijsstijgingen een significante impact hebben op de vraag naar olieproducten. De olieprijs steeg tussen 2000 en 2004. Hier en daar waren er straatprotesten – o.a. in Brussel – maar de vraag naar olieproducten bleef stijgen omdat ook de inkomens stegen in deze jaren met een mooie

De inertie van het energiesysteem volgt deels uit de relatief lange kapitaalcyclus van duurzame investeringsgoederen.

economische groei en een dalende werkloosheid. De prijs van energie is een belangrijke factor in een veel complexere realiteit. Deze vrij inerte situatie is ook het gevolg van de relatief lange kapitaalcyclus van duurzame investeringsgoederen zoals generatoren, vrachtwagens en auto's. Tabel 1-2 geeft een representatieve samenvatting van de gemiddelde gebruiksduur van kapitaalgoederen op basis van enkele belangrijke empirische studies.

TABEL 1-2: GEMIDDELDE GEBRUIKSDUUR VAN ENERGIEVERBRUIKENDE KAPITAALGOEDEREN

Huishoudelijke apparaten	8 tot 12 jaar
Auto	10 tot 20 jaar
Industriële uitrusting/machines	10 tot 70 jaar
Vliegtuig	30 tot 40 jaar
Elektrische generatoren	50 tot 70 jaar
Commerciële/industriële gebouwen	40 tot 80 jaar
Residentiële gebouwen	60 tot 100 jaar

Kapitaaleigenaars gaan hun activa niet onmiddellijk liquideren omdat de prijs van een vat olie stijgt.

Kapitaaleigenaars gaan hun activa niet onmiddellijk liquideren omdat de prijs van een vat olie stijgt. Elke private vervangingsinvestering door gezinnen en bedrijven levert een bijdrage tot de energietransitie. En wanneer oude kapitaalgoederen vervangen worden door nieuwe en energiezuinige kapitaalgoederen, wordt de investeerder beloond met aanzienlijke energiebesparingen. Dat ook de CO₂-emissies dalen, is meegenomen. De gemiddelde gebruiksduur per kapitaalgoed kan veranderen door technologische innovaties. Sterke verbeteringen van de energie-efficiëntie, kunnen vervangingsbeslissingen versnellen. Voor wie een auto heeft van 8 jaar oud met een gemiddeld verbruik van 7 liter per 100 kilometer, maakt het een groot verschil of de nieuwste vergelijkbare modellen 4,8 of 6,8 liter verbruiken. Waarom een grote investering doorvoeren als de energiebesparing beperkt blijft? De timing van de vervangingsinvestering hangt ook af van de verwachtingen bij zowel consumenten als bedrijven. Stel dat de auto van 7 liter per 100 kilometer vandaag kan vervangen worden door een nieuw model dat maar 5,2 liter verbruikt, maar dat iedereen verwacht dat de modellen van de volgende jaren slechts 4 liter nodig hebben om 100 kilometer af te leggen. Net deze verwachting kan de vervanging vertragen.

Het bestaan van efficiëntere alternatieven is op zich geen garantie voor een massale investeringsgolf.

Voor belangrijke categorieën van kapitaalgoederen zoals vliegtuigmotoren zijn de mogelijke brandstofbesparingen minder voorspelbaar. Wanneer dan algemeen verwacht wordt dat pas na 2020 echt significant zuiniger motoren beschikbaar zullen zijn, kan dit een argument zijn om oude vliegtuigen niet in 2015 te vervangen maar nog vijf jaar extra in dienst te houden.

De verspreiding van energiezuinige technologieën wordt dan ook dikwijls overschat. Het bestaan van efficiëntere alternatieven is op zich geen garantie voor een massale investeringsgolf. De hybride auto is andermaal een goed voorbeeld. Het duurde 10 jaar om één miljoen hybride auto's te kunnen commercialiseren. Jaarlijks worden echter ongeveer 70 miljoen voertuigen verkocht zodat de ecologische impact van het hybride wagenpark op korte termijn zeer beperkt is. Op middellange en lange termijn kan de impact natuurlijk zeer aanzienlijk zijn.



VOORSTEL

Het vooruitzicht van hoge energieprijzen tussen nu en 2030 kan de investeringen in energie-efficiëntie versnellen. De olieprijs kan echter rare bokkensprongen maken waardoor een deel van deze investeringen tijdelijk uitgesteld wordt. Overheden kunnen hierop inspelen door te opteren voor prijsinstrumenten zoals (variabele) heffingen op CO₂ waardoor de finale prijs voor de gebruiker relatief voorspelbaar en stabiel blijft. Hierdoor vermindert de investeringonzekerheid.

04

TO PEAK OR NOT TO PEAK



Schaarsteproblemen kunnen opgevangen worden door een combinatie van aanbod- en vraagstrategieën. Deze strategieën hebben een hoge kostprijs en kunnen botsen op weerstand (NIM-BY, BANANA). Het succes van deze strategieën hangt af van de capaciteit om de energietransitie globaal te coördineren.

Het vrij stabiele aanbod van olie sinds 2004 kan wijzen op *peak oil* of het bereiken van de maximale olieproductie.

Volgens Hirsch kan het *peak oil* fenomeen opgevangen worden door de productie van alternatieve brandstoffen mits een massale en ongeziene investeringsinspanning gedurende minimum tien jaar.

De laatste enorm grote olievoorraden of *Super Giants* zijn gevonden in 1967 en 1968. Daarna zijn alleen kleinere olievelden gevonden

Een stijgende olieprijs heeft geen impact op de fysieke beschikbaarheid van olie.

Momenteel worden dagelijks ongeveer 85 miljoen vaten olie opgepompt en vermarkt. Deze productiecijfers zijn amper gestegen sinds 2004, ondanks de continue toename van de prijs per vat olie. Dit heeft veel te maken met de aard van de sector waarbij enkele jaren liggen tussen het plannen van uitbreidingsinvesteringen en het verhogen van de productie. Er zijn zelfs gevallen bekend waarbij oliemaatschappijen na 10 jaar investeren in nieuwe velden nog geen druppel olie hebben opgepompt.

Het vrij stabiele aanbod van olie sinds 2004 zou kunnen wijzen op *peak oil* of het bereiken van de maximale olieproductie. Er is grote onenigheid over de relevantie van het begrip *peak oil*, het moment van *peak oil*, evenals over de duur van het *peak oil* moment. Zo kan de olieproductie maximaal zijn gedurende bijvoorbeeld één enkele maand, terwijl dit maximale niveau misschien wel enkele jaren tot decennia zou kunnen aangehouden worden. Volgens ASPO (Association for the Study of Peak Oil) was 2006 het jaar met de *peak oil*.

Peak oil auteurs die zoeken naar een compromis leggen de piek tussen 2016 en 2020. Het IEA gaat er in Figuur 1-3 echter van uit dat er voldoende nieuwe olievelden gevonden zullen worden tussen 2020 en 2030 om de totale productie van conventionele olie min of meer te stabiliseren tussen nu en 2030.

Omdat de energietransitie moet inspelen op de diverse energierisico's, moeten we de vraag stellen in welke mate een vorm van *peak oil* het globale energiesysteem kan ontwrichten. De implicaties van *peak oil* zijn in detail uitgewerkt in een rapport van Robert Hirsch¹⁰. Hirsch schreef zijn rapport in opdracht van de Amerikaanse regering en zijn analyse is dan ook vooral gebaseerd op de Amerikaanse context. Zijn belangrijkste conclusie is dat het *peak oil* fenomeen kan opgevangen worden door de productie van alternatieve brandstoffen mits een massale en ongeziene inspanning gedurende minimum tien jaar. Zonder een dergelijk *crash*-programma, zorgt *peak oil* volgens Hirsch voor een economische ravage met hoge inflatie en structurele onevenwichten.

Hirsch vertrekt van enkele zeer relevante observaties over het aanbod van olie. De laatste enorm grote olievelden of *Super Giants* zijn gevonden in 1967 en 1968. Daarna zijn er natuurlijk nog vele olievelden ontdekt maar deze zijn steeds veel kleiner. Hirsch benadrukt dat geologen niet verwachten dat er nog grote olievelden wachten op 'hun ontdekking'. Wellicht gaan niet alle geologen akkoord met deze stelling. Een stijgende olieprijs kan de exploratie-inspanningen wel doen toenemen maar heeft natuurlijk geen impact op de fysieke beschikbaarheid van olie. Ook blijkt dat de olievondsten per ex-

¹⁰ Robert L.Hirsch, Roger Bezdek en Robert Wendling (2005). *Peaking of World Oil Production : Impacts, Mitigation & Risk Management*.

ploratie dalen vanaf 1995. Er wordt nog altijd veel gezocht – de stijgende olieprijs sinds 1999 stimuleren de zoektocht naar olie-, maar met minder vondsten per zoekinspanning. Sinds 1985 wordt er jaarlijks meer olie geconsumeerd dan er wordt ontdekt zodat de gekende beschikbare olievoorraden inkrimpen.

DISCRETIONAIRE VERPLAATSINGEN EN TECHNOLOGISCHE OPTIES

Met *peak oil* om de hoek, blijft de vraag of de geïndustrialiseerde landen de uitdaging van een dalend energieaanbod wel aankunnen. Het goede nieuws is dat een vermindering van de olieproductie kan opgevangen worden door een combinatie van strategieën. Zo kunnen consumenten hun verplaatsingsgedrag in principe sterk aanpassen. Volgens een grootschalig onderzoek naar mobiliteit in de VS blijkt dat 67% van de autoverplaatsingen en minimaal 50% van de vliegtuigtrajecten van discretionaire aard zijn¹¹. Zakenreizen vertegenwoordigen slechts 25% van de vliegtuigverplaatsingen. De meeste verplaatsingen zijn dus 'niet essentieel' en kunnen in principe relatief makkelijk vermeden worden. Dergelijke cijfers dienen echter met de nodige omzichtigheid geïnterpreteerd te worden. De mogelijkheid om bepaalde verplaatsingen te vermijden, betekent niet dat deze verplaatsingen ook effectief vermeden zullen worden. Niemand is verplicht om op vakantie of op familiebezoek te gaan maar iedereen hecht hieraan wel een zekere waarde. Het bannen van dergelijke discretionaire verplaatsingen zou dan ook leiden tot grote welvaartsverliezen. Het wegdenken van 2/3^{de} van onze verplaatsingen is een te simplistische oplossing voor de energieproblemen. In de zomer van 2008 met de pijnlijk hoge brandstofprijzen daalde het aantal gereden autokilometers in de VS overigens met 15% en niet met 67%. Dit wijst er toch op dat er heel wat verschillende gradaties van discretionaire verplaatsingen zijn. En een radicale gedragswijziging zou overigens voor een ware ravage zorgen in de toeristische en ontspanningsindustrie, andermaal met grote welvaartsverliezen tot gevolg.

De doorbraak van hybride en elektrische auto's en trucks kan op lange termijn zorgen voor een sterke daling van de vraag naar benzine en of diesel. Deze opties langs de vraagzijde hebben een hoge prijs omdat voertuigen momenteel gemiddeld zo'n 10 tot 20 jaar gebruikt worden (zie Tabel 1-2). Zelfs in de VS rijden nog heel wat lichte vrachtwagens rond met een leeftijd tussen de 40 en 60 jaar. Het versneld vervangen

De mogelijkheid om bepaalde verplaatsingen te vermijden, betekent niet dat deze verplaatsingen ook effectief vermeden zullen worden.

Het versneld vervangen van de huidige vloot van auto's en trucks vraagt heel wat politieke moed.

¹¹ US Department of Transportation, Bureau of Transportation Studies. *American Travel Survey Profile* en *Oak Ridge National Laboratory, Transportation Energy Data Book 2003*.

Het injecteren van CO₂ verhoogt het rendement van een olieveld met 7 tot 15%.

In alle rijke landen is het extreem moeilijk geworden om nog grote energie-gerelateerde installaties bij te bouwen.

Na NIMBY komt BANANA of 'build-absolutely-nothing-anywhere-near-anything'.

van de huidige vloot van auto's en trucks vraagt dan ook heel wat politieke moed – via bijvoorbeeld belastingen op inefficiëntie – , of genereuze subsidiemechanismen zoals fiscale voordelen voor efficiëntie-investeringen. Een hoge brandstofprijs kan de vervanging ook versnellen maar het vooruitzicht van een recessie als het logische gevolg van een prijspiek, leidt net tot een vertraging van de vervangingsinvesteringen. Wanneer ondersteunende maatregelen uitblijven, duurt het akelig lang vooraleer de meest efficiënte voertuigtypes de markt domineren en zorgen voor een vermindering van de vraag naar olie.

Ook aan de aanbodkant zijn er belangrijke technologische opties. Een verbetering van de olie-ontginningstechnologie (zie Figuur 1-3) laat toe om meer olie te halen uit eenzelfde olieveld. Het injecteren van CO₂ blijkt momenteel de grootste meerwaarde te bieden, namelijk een rendementsverbetering van 7 tot 15%. Deze technologie heeft natuurlijk een prijs en werd daarom niet gebruikt in periodes met lage olieprijsen. Nu liggen de zaken anders waardoor een verbetering van de ontginningstechnologie terecht als een beperkt deel van het antwoord op het *peak oil* probleem wordt gepresenteerd.

BANANA

Andere opties zijn het vloeibaar maken van gas (*gas-to-liquids*) en vloeibare brandstoffen als resultaat van het transformeren van steenkool via het Fischer-Tropsch proces. Met de grote Amerikaanse steenkoolvoorraden lijkt deze laatste optie zeer relevant voor het post-olietijdperk. Hirsch benadrukt echter dat deze technologische mogelijkheden op zich allesbehalve volstaan. Zoals in alle rijke landen, is het in de VS extreem moeilijk geworden om nog grote energiegerelateerde installaties bij te bouwen. Dit geldt voor raffinages, gasterminals, grootschalige vergassingsinstallaties, hoogspanningsleidingen, petrochemische bedrijven maar evenzeer voor luchthavens, sportstadia, waterzuiveringsinstallaties, verbrandingsovens, GSM-masten, windmolens, enzovoort. Uiteindelijk dienen overheden en private investeerders lange en dure gevechten te leveren tegen allerhande stakeholders. Hirsch stelt dat het klassieke NIMBY-probleem van 'not-in-my-backyard' is geëvolueerd tot BANANA of 'build-absolutely-nothing-anywhere-near-anything'.

Deze maatschappelijke realiteit is nu al een rem op de economische dynamiek en zal ook de energietransitie sterk vertragen. Het vergassen of vloeibaar maken van steenkool mag dan technologisch interessant zijn, de kans dat in de VS zo'n 50 dergelijke

installaties mogen gebouwd worden op relatief korte termijn, verschilt amper van nul. Onder dit scenario dienen Amerikaanse investeerders dergelijke faciliteiten te bouwen buiten de landsgrenzen om vervolgens de vloeibare brandstoffen te exporteren naar de VS. Deze aanpak biedt geen meerwaarde in het beperken van de externe energieafhankelijkheid.

HET CRASH-PROGRAMMA VAN HIRSCH

Massaal investeren in alle bovenvermelde opties ter vervanging van conventionele aardolie, kan volgens Hirsch een productie en/of vraagreductie opleveren die equivalent is aan de conventionele productie van ongeveer 25 miljoen vaten per dag, of 25% van de gemodelleerde wereldvraag in 2020. Dit is min of meer te vergelijken met de prognose van het aanbod van olieproducten volgens het IEA. Hirsch benadrukt dat het noodzakelijke en ongeziene wereldwijde investeringsprogramma pas resultaten oplevert na 10 jaar. In de eerste 5 jaar na de opstart van dit programma bedraagt de reductie maar 2 miljoen vaten.

Hirsch laat in het midden wie finaal de beslissing dient te nemen om al dan niet meer te investeren in het opbouwen van vervangcapaciteit volgens het crash-programma. Laten we deze beslissing over aan de betrokken marktpartijen op basis van marktinformatie zoals de prijsontwikkeling en prijsverwachtingen, of moet de overheid los van elke marktconsideratie een bepaalde kwantitatieve doelstelling opleggen aan alle marktpartijen? Markteconomen zullen pleiten voor de eerste optie en dus niet de kaart trekken van het opbouwen van reservecapaciteit vooraleer de consequenties van *peak oil* zich dermate laten voelen dat deze beslissing toch door de markt wordt uitgelokt. Wie twijfelt aan het organiserend vermogen van de markt, kiest eerder voor doelstellingen die worden opgelegd door beleids mensen.

Zoals elke visie heeft de marktbenadering voor- en nadelen. Het grote voordeel van de marktbenadering is dat deze al de verschillende technologische opties laat concurreren en finaal zal opteren voor de meest kostenefficiënte technologie om conventionele olie te vervangen. Indien het achteraf veel goedkoper blijkt om de vraag naar brandstoffen te verminderen door de toegenomen energie-efficiëntie van voertuigen in plaats van synthetische brandstoffen te produceren, dan zal de markt maar beperkt of helemaal

Een ongezien wereldwijd investeringsprogramma levert pas resultaten op na 10 jaar.

Wie dient finaal de beslissing te nemen om al dan niet meer te investeren in het opbouwen van vervangcapaciteit en in massale energiebesparingen

Wie twijfelt aan het organiserend vermogen van de markt, kiest eerder voor doelstellingen die worden opgelegd door beleids mensen

Het fundamentele kennisprobleem van een onbekende toekomst maakt het onmogelijk om op voorhand het meest kosteneffectieve traject uit te stippelen.

Wordt de transitie overgelaten aan de vrije markt dan worden we met zekerheid geconfronteerd met de gevolgen van onderinvesteringen in energiegerelateerde R&D-inspanningen.

Het beleidsantwoord op de fossiele schaarste begint met het besef dat de grote oplossingen vooral collectieve inspanningen zijn

niet inzetten op de productie van synthetische brandstoffen. De strategie die Hirsch voorstelt heeft een grote verdienste maar het fundamentele kennisprobleem van een onbekende toekomst maakt het onmogelijk om op voorhand het meest kosteneffectieve traject uit te stippelen. Vanzelfsprekend is kosteneffectiviteit niet het enige criterium in dit verhaal. De combinatie van fel gecontesteerde grootschalige energie-installaties die achteraf leiden tot een relatief dure oplossing voor de *peak oil* consequenties, is echter niet wervend naar politici toe.

Het nadeel van de marktbenadering is dat we afhankelijk blijven van de technologische status voor elke optie op het moment dat beslissingen moeten worden genomen. Als niemand begint met investeringen in vergassingsinstallaties of de verhoogde efficiëntie van voertuigen, dreigt de technologische ontwikkeling stil te vallen waardoor 'op het moment van de waarheid' geen betrouwbare technologieën beschikbaar zijn. Deze overweging geldt voor zowat alle radicale en minder radicale energie-innovaties. Wordt de transitie overgelaten aan de vrije markt dan worden we met zekerheid geconfronteerd met de gevolgen van onderinvesteringen in energiegerelateerde R&D-inspanningen. We tonen later in dit verhaal aan dat zelfs in de jaren met hoge energieprijzen akelig weinig wordt geïnvesteerd in nieuwe en betere energietechnologieën. Om het klassieke probleem van een onderinvestering in publieke goederen te voorkomen, dient vooral de overheid het voortouw te nemen in ambitieuze onderzoeksprogramma's rond energietechnologieën. Zelfs wanneer er achteraf geen problematisch *peak oil* komt, zijn dit rendabele investeringen omwille van hun uitgespaarde energiekosten en ecologische voordelen. Bovendien biedt elke nieuwe technologie spin-offs naar andere sectoren.

ENERGIETRANSITIE ALS COLLECTIEVE INSPANNING

Het studiewerk van zowel het IEA als Hirsch levert interessante inzichten. Het valt op dat heel wat voorwaarden vervuld dienen te worden om de gepresenteerde oplossingen – extra aanbod of alternatief aanbod - te realiseren. Maar wat zijn de concrete beleidsimplicaties? Is *peak oil* een mythe die gevoed wordt door hobbyisten en doemdenkers, of moeten we morgen echt werk maken van een *crash-programma à la Hirsch*? Elk beleidsantwoord moet starten met het besef dat de grote oplossingen voor de energie-uitdagingen vooral een collectieve inspanning vergen. Zowel de ambitie om het olieaanbod globaal uit te breiden of het slinkende olieaanbod aan te vullen met een ambitieus *crash-programma* vraagt een internationale coördinatie. Als maar enkele

Transitiebeleid begint steeds met het investeren in lokale risicominimalisatie.

marktpartijen investeren in bijkomende fossiele capaciteit dreigt een aanbodtekort. Als één enkel land de vraag naar fossiele energie sterk beperkt, maakt dit niets uit vanuit globaal perspectief. Het crashprogramma van land X zal pas een meerwaarde bieden indien ook andere landen investeren in alternatieve aanbodsopties.

De noodzakelijke coördinatie kan gebeuren door het marktmechanisme, door overheidsinterventie of door het bijsturen van het marktmechanisme. Deze laatste optie is aangewezen wanneer de onzekerheden zo gigantisch zijn dat een normale marktwerking met globale investeringsprojecten niet tot de mogelijkheden behoort. Elke succesvolle transitie dient een antwoord te bieden op vragen zoals wie doet wat of wie financiert wat andere partijen doen. Tot op heden is het lijstje met internationale coördinatiesuccessen echter zeer beperkt.

Eén land heeft geen controle op wat andere landen willen of kunnen doen. Als enkele belangrijke spelers afhaken, komen zowel het toekomstbeeld van het IEA als de oplossing van Hirsch onder druk te staan. Aarzelen met het begin van de transitie kan prijsverhogend werken voor een relatief lange periode wat bepaalde partijen kan motiveren om niet te snel van stapel te lopen. Dergelijke speculaties brengen ons niet veel verder. De meest logische optie voor individuele landen is dan ook investeren in een lokale risicominimalisatie. Een ambitieuze beperking van de nationale vraag naar energie staat hierin centraal. Als enkele grote landen hier echt werk van maken, vermindert overigens de kans dat het toekomstige evenwicht op de oliemarkten sterk verstoord wordt. Investeren in energiebesparingen is essentieel maar wellicht ontoereikend. Duurzame en koolstofarme energietechnologieën vullen het plaatje aan. De globale energietransitie begint steeds zeer lokaal om achteraf verspreid te kunnen worden.

VOORSTEL

Elk land kan het transitiepotentieel beter inschatten indien een grondige analyse wordt gemaakt van zowel het besparingspotentieel aan de vraagzijde als van de NIMBY- en BANANA-problematiek aan de aanbodzijde.



05

HET HUIDIGE
ENERGIELANDSCHAP



Fossiele energie zal het energielandschap nog lang domineren. Investeren in ultra-efficiënte fossiele technologie kan de ecologische impact van fossiele technologieën ongetwijfeld sterk reduceren.

Sinds 2000 daalt het primaire energieverbruik in België en verdere dalingen behoren zeker tot de mogelijkheden.

Kernenergie levert in België 55% van de elektriciteitsproductie uit 36% van het geïnstalleerde vermogen. De ambitie om de kerncentrales te sluiten vanaf 2015 vereist het installeren van vergelijkbare vervangcapaciteit. Mocht de sluiting toch doorgaan, is een mix van steenkool- en gascentrales aangevuld met windcapaciteit, hiervoor het meest aangewezen. Het wordt echter zeer krap om deze vervangcapaciteit vanaf 2015 operationeel te krijgen.

Fossiele energie is nog steeds het levensbloed van de wereldeconomie en dit zal nog decennia lang zo blijven. Hoe is dit fossiele systeem samengesteld en kunnen we zo- maar stellen dat het fossiele systeem dominant is?

Tabel 1-3 geeft een overzicht van het globale marktaandeel van de verschillende energiebronnen in 2004 en 2005. Het betreft hier steeds een aandeel in het commerciële energiesysteem waarbinnen energieproducten verhandeld worden. Daarnaast is er nog een aanzienlijk energieverbruik buiten het commerciële systeem, bijvoorbeeld het huishoudelijk gebruik van brandhout en andere biomassa-producten. Wie zelf biomassa verzamelt voor eigen gebruik, doet geen beroep op het commerciële energiesysteem. Over het totale gebruik van biomassa bestaan alleen ruwe schattingen maar zeker in ontwikkelingslanden is biomassa nog steeds een zeer belangrijke component van het energiesysteem.

TABEL 1-3: GLOBAAL MARKTAANDEEL VAN DE ENERGIEBRONNEN (IN MILJOEN TON OLIE-EQUIVALENTEN)

	2004		2005	
	Mtoe	%	Mtoe	%
Aardolie	3 798,6	36,9	3 836,8	36,4
Aardgas	2 425,2	23,6	2 474,7	23,5
Steenkool	2 798,9	27,2	2 929,8	27,8
Kernenergie	625,1	6,1	627,2	6,0
Hydro-elektriciteit	643,2	6,2	668,7	6,3
Totaal	10 291,0	100	10 537,1	100

BRON: FOD ECONOMIE (2007). DE ENERGIEMARKT IN 2005, p.10

Fossiele energie – energie uit aardolie, aardgas en steenkool - is goed voor ongeveer 87% van de totale energieproductie.

Het relatieve aandeel van ‘moderne’ hernieuwbare energiebronnen zoals windenergie of zonne-energie blijft beperkt tot amper 0,55% in 2005.

Fossiele energie – energie uit aardolie, aardgas en steenkool - is goed voor ongeveer 87% van de totale energieproductie. In andere publicaties wordt het fossiele aandeel soms nog iets hoger geschat, tot 90% van het globale energiesysteem. Het fossiele aandeel is vrij stabiel zodat we terecht kunnen stellen dat de fossiele componenten inderdaad het wereldenergiesysteem domineren. Aardolie blijft globaal de meest belangrijke energiebron, gevolgd door steenkool en gas. Kernenergie en waterkrachtcentrales zijn goed voor 6 en respectievelijk 6,3% van de energieproductie in 2005. Elektriciteit uit waterkrachtcentrales is de enige hernieuwbare energietechnologie die belangrijk genoeg is om vermeld te worden in bovenstaande tabel. Het relatieve aandeel van ‘moderne’ hernieuwbare energiebronnen zoals windenergie of zonne-energie blijft voorlopig zeer beperkt in de globale energieproductie – 0,55% in 2005 – maar hierin kan natuurlijk

De bestaande inefficiëntie van het oude energie systeem is de grootste hefboom naar een succesvolle energietransitie.

De recente expansie van het energiesysteem is bijna integraal toe te schrijven aan de fossiele componenten.

China is goed voor 15% van de wereldvraag naar energiebronnen. Het aandeel van de EU-25 bedraagt 16% en de VS tekenen voor 23% van de wereldvraag

Het totale primaire energieverbruik is in ons land tussen 2000 en 2005 gedaald met 5,4%.

verandering komen. Een voorlopige conclusie is dan ook dat het energiesysteem bijna integraal draait op 'oude' energietechnologieën. In veel van deze oude technologieën is de afgelopen decennia amper geïnvesteerd zodat een enorm efficiëntie- of verbeteringspotentieel aanwezig is in het energiesysteem. Wie echt een groener energiesysteem wil, dient te beginnen met het aanboren van dit reusachtige verbeteringspotentieel. De bestaande inefficiëntie van het oude energie systeem biedt dan ook de grootste hefboom naar een succesvolle energietransitie.

Op wereldvlak steeg de vraag naar steenkool in 2005 met 4,7% waardoor het relatieve aandeel van steenkool toenam tot 27,8% in 2005. Door het toenemende belang van steenkool, dalen de relatieve aandelen van aardolie en aardgas lichtjes. Ook het aandeel van kernenergie daalt terwijl het aandeel van waterkracht zeer beperkt toenam tussen 2004 en 2005.

Tabel 1-3 leert ook dat het globale energiesysteem blijft groeien. Deze groei is bijna integraal toe te schrijven aan de fossiele componenten van het energiesysteem. De continue fossiele expansie maakt het moeilijk om een daling van de broeikasgasemissies te realiseren, zelfs wanneer de investeringen in moderne hernieuwbare energietechnologieën toenemen.

In China alleen steeg de vraag naar steenkool in 2005 met maar liefst 10,6%. Hiermee worden zowat alle Europese inspanningen ter beperking van de CO₂-uitstoot gecompenseerd. Momenteel is China goed voor ongeveer 15% van de wereldvraag naar energiebronnen. Het aandeel van de EU-25 in de mondiale vraag naar primaire energie bedraagt ongeveer 16% terwijl de VS goed is voor een aandeel van ongeveer 23%. In 1980 bedroeg het aandeel van China maar 6,2% terwijl de VS tekenden voor 27%. Deze evoluties maken duidelijk dat het succes van de energietransitie zal afhangen van de evoluties binnen China en India. De energietransitie moet lokaal beginnen maar eindigt wellicht in Azië.

HET PRIMAIRE ENERGIEVERBRUIK IN BELGIË

Elk land heeft een eigen energieprofiel en dat geldt ook voor België. Tabel 1-4 toont het marktaandeel van de energiebronnen in België op drie tijdstippen. Daarbij dient opgemerkt dat het totale primaire energieverbruik in ons land tussen 2000 en 2005 is gedaald met 5,4%.

TABEL 1-4: MARKTAANDEEL VAN DE ENERGIEBRONNEN IN BELGIË (IN %)

	2000	2004	2005
Steenkool	14,1	11,1	9,7
Aardolie	39,8	38,9	39,5
Aardgas	22,5	25,3	25,2
Kernenergie	21,1	21,4	22,1
Hernieuwbare energie en energie uit afval	1,6	2,1	2,5
Overige	0,6	1,2	1,0

BRON: FOD ECONOMIE (2007). DE ENERGIEMARKT IN 2005, p.16

Een verdere daling van de nationale vraag naar olie behoort zeker tot de mogelijkheden.

In 2005 bedroeg het totale primaire energieverbruik 56 205 ktoe of 56 205 000 ton olie-equivalenten¹². In dezelfde periode daalde de vraag naar aardolie met 6,2% terwijl de vraag naar aardgas toenam met 5,5%. Het doortrekken van deze evoluties suggereert dat een verdere daling van de Belgische olievraag zeker tot de mogelijkheden behoort.

België is een dieselland en de verkoop van diesel is ongeveer drie keer zo belangrijk als de verkoop van benzine.

Ter vergelijking; tussen 1980 en 2000 steeg de primaire vraag naar energie met zo'n 28%, maar steeg de totale vraag naar aardolie toch maar met 2,9%. Een gelijkaardige evolutie is terug te vinden in de meeste Europese landen. Dit is een vrij verrassend cijfer omdat de verkeersstromen in die periode zeer sterk zijn toegenomen. De daling heeft dan ook veel te maken met de afnemende vraag naar aardolie in de industrie. Zo daalde de vraag naar aardolie in de industrie tussen 1979 en 2005 met 61% terwijl in dezelfde periode het verbruik in de transportsector toenam met 65%. Dit zijn twee vrij fundamentele evoluties die elkaar deels compenseren.

Aardolieproducten blijven vooral belangrijk voor de transportsector. België is een dieselland en de verkoop van diesel is ongeveer drie keer zo belangrijk als de verkoop van benzine. In volume zijn de dieselverkoppen ongeveer 10% groter dan de verkoop van stookolie voor verwarmingsdoeleinden. De verkoop van nafta en zware fuels zijn in volume te vergelijken met de verkoop van benzine.

Ongeveer 40% van het geïmporteerde aardgas wordt verbruikt door consumenten en dienstenbedrijven. De industrie en de elektriciteitsbedrijven consumeren elk zo'n 30% van de totale invoer van gas.

Steenkool is in België nog steeds relatief belangrijk en dit is toe te schrijven aan het industriële verbruik in cokesfabrieken, de elektriciteitsproductie en de staalnijverheid. In

¹² Energiebronnen worden vergeleken op basis van hun energetische waarde waarbij 1 toe gelijk is aan 10¹⁰ calorieën (de 'k' van kilo staat voor duizend).

Het aandeel van hernieuwbare energie steeg van 1,6% in 2000 naar 2,5% in 2005.

Alleen het verbranden van ons eigen afval en het ontluiken van de hernieuwbare energiesector zorgen er voor dat we niet voor 100% energetische afhankelijk zijn van het buitenland

Een open economie kan zich pas vrijwaren van grote prijsschokken als ook alle handelspartners bespaard blijven van de schokeffecten door een nieuwe oliecrisis.

2005 kochten Belgische gezinnen 214 000 ton steenkool of 2% van het totale verbruik. In hetzelfde jaar werd 3 miljoen ton steenkool gebruikt voor de productie van elektriciteit. Door de dalende gietijzerproductie daalt het verbruik van steenkool in België

België investeert ook in toenemende mate in hernieuwbare energie. Het aandeel van hernieuwbare energie steeg van 1,6% in 2000 naar 2,5% in 2005. Dit is minder spectaculair dan in enkele andere Europese landen maar op lange termijn telt vooral de expansie van goede en kostenefficiënte hernieuwbare energieprojecten.

België dient zowel de fossiele brandstoffen als uranium te importeren. Alleen het verbranden van ons eigen afval en het ontluiken van de hernieuwbare energiesector zorgen er voor dat we niet voor 100% energetisch afhankelijk zijn van het buitenland. Of deze afhankelijkheid van het buitenland een fundamenteel probleem is, blijft onduidelijk. Ook al onze halfgeleiders en computers importeren we uit het buitenland en niemand ziet hierin een probleem. Hetzelfde geldt voor heel wat belangrijk farmaceutische producten. Wie pleit voor een lagere energetische afhankelijkheid, pleit meestal voor zijn eigen industriële bijdrage in het verlagen van deze afhankelijkheid. Dan rest nog de vraag of een externe afhankelijkheid van 70% in plaats van 100% ons werkelijk beschermt tegen prijsschokken. Een open economie kan zich pas vrijwaren van grote prijsschokken als ook alle handelspartners bespaard blijven van de schokeffecten door een nieuwe oliecrisis. Energiezekerheid lijkt dan ook vooral een handig argument voor lobbyisten.

Het bepalen van het exacte percentage van energetische afhankelijkheid is vatbaar voor heel wat interpretaties. Afval kan ook geïmporteerd worden, evenals de biomassa die wordt bijgestookt in steenkoolcentrales. Om onze energetische afhankelijkheid te verminderen hebben we drie theoretische opties; de steenkoolmijnen heropenen, massaal investeren in hernieuwbare energietechnologieën en de vraag naar energie drastisch beperken. Deze laatste optie doet alleen de fysieke energiestromen dalen en niet zozeer het aandeel van geïmporteerde energiebronnen in het totale verbruik van energiebronnen. Een forse toename van de productie van hernieuwbare energie kan onze externe afhankelijkheid wel beperken, weliswaar op voorwaarde dat de import van fossiele brandstoffen en uranium niet toeneemt. De combinatie van energiebesparingen en hernieuwbare energie biedt het beste potentieel in de beperking van de energieafhankelijkheid. Maar ook deze opties zijn relatief. Het massaal importeren van windmolens, zonnepanelen, elektrische auto's en ultrazuinige consumentenelektronica creëert dan weer een andere vorm van afhankelijkheid.

De residentiële sector en de dienstensector waren in 2005 samen goed zijn voor ongeveer 37% van de totale primaire energievraag in België.

Een economie is nooit stabiel en sinds 1979 zijn er markante verschuivingen in de sectorale samenstelling van het totale finale energieverbruik. Tabel 1-5 leert dat de residentiële sector en de dienstensector in 2005 samen goed zijn voor ongeveer 37% van de totale primaire energievraag in België. In 1979 lag dit aandeel met 38,8% nog iets hoger. In deze sector groeide het energieverbruik vooral tussen 2000 en 2005.

TABEL 1-5: GROEIPERCENTAGE EN AANDEEL VAN DE SECTOREN IN HET TOTALE FINALE ENERGIEVERBRUIK (IN %)

	Aandelen 1979	Aandelen 2005	Groei 1979-2005	Gemiddelde jaarlijkse groei 1979-2005	Gemiddelde jaarlijkse groei 2000-2005
Staalnijverheid	16,4	8,3	-44,7	-2,3	-7,4
Overige industrieën	20,9	20,3	8,5	0,3	-1,8
Transport	15,8	23,9	65,9	2,0	0,5
Residentieel en diensten	38,8	36,7	3,9	0,1	1,0
Niet-energetische toepassingen	8,0	10,8	49,0	1,5	-4,7
Totaal	100	100	9,9	0,4	-1,2

BRON: FOD ECONOMIE (2007). DE ENERGIEMARKT IN 2005, P.20

In de staalsector daalde het finale energieverbruik met bijna 45% tussen 1979 en 2005. In de overige industriële sectoren steeg het finale energieverbruik met 8,5% in dezelfde periode. Toch daalde het relatieve belang van de overige industriële sectoren in het totale energieverbruik omwille van de spectaculaire stijging van het energieverbruik in de transportsector. De toename met 65,9% tussen 1979 en 2005 resulteerde in een relatief aandeel van de transportsector dat steeg van 15,8% in 1979 naar 23,9% in 2005. Tabel 1-5 leert dat de jaarlijkse groei van het energieverbruik in de transportsector tussen 2000 en 2005 aanzienlijk minder snel toenam dan in de periode 1979-2005.

DE PRODUCTIE VAN ELEKTRICITEIT IN BELGIË

Een deel van de primaire energiebronnen wordt gebruikt voor de productie van elektriciteit. De jaarlijkse productie van elektriciteit in ons land bedraagt ongeveer 88 000 GWh¹³. Daarnaast kan elektriciteit ook geïmporteerd worden vanuit de buurlanden. Bel-

¹³ 1 Gw of gigawatt staat voor 10⁹ of één miljard watt. 1 Mw is één megawatt of 10⁶ watt. Wanneer dit vermogen gedurende exact één uur geproduceerd wordt, wordt achteraan een h toegevoegd.

Op jaarbasis is onze globale netto-import van elektriciteit gelijk aan ongeveer 12% van de jaarlijkse binnenlandse productie en hiermee is België koploper in Europa.

De totale geïnstalleerde capaciteit voor de productie van elektriciteit in België bedraagt ongeveer 16 000 MW.

gië exporteert elektriciteit op bepaalde dagen en op bepaalde momenten van de dag en importeert elektriciteit op andere momenten. Op jaarbasis is onze globale netto-import van elektriciteit gelijk aan ongeveer 12% van de jaarlijkse binnenlandse productie en hiermee behoort België tot de Europese koplopers. België importeert heel wat elektriciteit uit de Franse nucleaire centrales zodat nucleaire elektriciteit voor ons land aanzienlijk belangrijker is dan de nationale productie uit de eigen kerncentrales doet vermoeden.

Het nationale productiecijfer van 88 000 GWh per jaar zegt niet veel over het vermogen dat in de loop van een willekeurige dag ontwikkeld dient te worden. In 2005 en 2006 bedroeg het maximale geproduceerde vermogen ongeveer 13 000 MW. Op sommige zomer- en vakantiedagen ligt het gevraagde vermogen in België bijna 50% lager dan deze 13 000 MW. In de elektriciteitssector wordt een aanzienlijk deel van het geïnstalleerde vermogen niet altijd benut. Toch dient de kapitaalkost van deze installaties ook gecompenseerd te worden in de prijszetting.

De totale geïnstalleerde capaciteit voor de productie van elektriciteit in België bedraagt ongeveer 16 000 MW. Het aandeel van de nucleaire capaciteit – gelijk aan 5 800 MW- bedraagt ongeveer 36% van het totale geïnstalleerde vermogen terwijl fossiele centrales goed zijn voor ongeveer 7 000 MW of 42%. De resterende 22 % productiecapaciteit wordt voorzien door WKK¹⁴ (8,5%), waterkracht en pompstations, afval, wind en biogas¹⁵.

TABEL 1-6: STRUCTUUR VAN DE BELGISCHE BRUTO-PRODUCTIE VAN ELEKTRICITEIT

Bruto jaarproductie	2003		2004		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Kernenergie	47 379	56	47 312	55,4	47 596	54,7
Steenkool	9 638	11,4	9 147	10,7	8 199	9,4
Gas	23 579	27,9	23 812	27,9	25 409	29,2
Vloeibare brandstoffen	1 007	1,2	1 675	2,0	1 740	2,0
Biomassa en afval	1 609	1,9	1 760	2,1	2 250	2,6
Waterkracht, wind en pompcentrales	1 404	1,7	1 736	2,0	1 831	2,1
Totaal	84 616	100	85 442	100	87 025	100

BRON: FOD ECONOMIE (2007). DE ENERGIEMARKT IN 2005, p.24

¹⁴ WKK of warmte-kracht-koppeling combineert de productie van warmte (voor industriële toepassingen of voor de verwarming van residentiële zones) met de productie van elektriciteit.

¹⁵ Over deze cijfers en in het bijzonder over het aandeel van WKK bestond in het recente verleden heel wat discussie.

De Belgische kerncentrales leveren ongeveer 55% van de Belgische elektriciteitsproductie leveren of 47 600 GWh. Dit is veel meer dan het relatieve aandeel van kerncentrales in de totale capaciteit – ongeveer 36% - omdat kerncentrales continu werken

De ambities om de Belgische kerncentrales te sluiten, vereist dan ook het opbouwen van een vergelijkbare vervangcapaciteit voor de continue productie van elektriciteit.

Steenkoolcentrales waren in 2005 nog goed voor 8 200 GWh of een kleine 10% van de totale productie. Het aandeel van gascentrales bedraagt 30%.

Uit Tabel 1-6 blijkt dat de Belgische kerncentrales ongeveer 55% van de Belgische elektriciteitsproductie leveren of 47 600 GWh. Dit is veel meer dan het relatieve aandeel van kerncentrales in de totale capaciteit – ongeveer 36% - omdat kerncentrales continu werken. Voegen we hierbij de geïmporteerde nucleaire elektriciteit, dan is een kleine 60% van het Belgische elektriciteitsverbruik van nucleaire oorsprong.

De ambities om de Belgische kerncentrales te sluiten, vereist dan ook het opbouwen van een vergelijkbare vervangcapaciteit. Een groot deel van deze vervangcapaciteit dient continu elektriciteit te produceren. Een windpark dat voor 25% tot 30% van de tijd rendeert aan maximaal vermogen komt niet in aanmerking ter vervanging van de nucleaire capaciteit zolang opslagcapaciteit uitblijft. Natuurlijk zijn er mensen die beweren dat *baseload* of continue productie een totaal achterhaald concept is. Er zijn zelfs creatieve geesten die beweren dat *baseload* niet eens bestaat (hoewel het verkocht wordt op de huidige elektriciteitsmarkten), en dat in geen tijd de elektriciteitsmarkt alleen werkt met kleine pakketjes elektriciteit waarmee elke individuele verbruiker zijn eigen verbruiksprofiel opvult aan de beste prijzen op de internationale markten. Flexibiliteit en individualiteit zijn in geen tijd zeer populaire concepten voor de energiemarkten geworden, en op lange termijn evolueren we ongetwijfeld in die richting. Intussen moeten we nog wel enkele decennia overbruggen met de mogelijkheden die bestaande technologieën en netwerken bieden. *Wishful thinking* doet morgen de lamp niet branden.

De kernuitstap is alleen mogelijk indien nieuwe gas- en steenkoolcentrales met een totaal vermogen van ongeveer 4 000 MW worden gebouwd. Het bouwen van een nieuwe steenkoolcentrale duurt ongeveer vijf jaar zodat het jaar 2015 akelig dichtbij komt. Natuurlijk kunnen we intussen ook de vraag naar elektriciteit verder drukken en maximaal gebruik maken van WKK. Dit zijn zeer verdienstelijke maar op termijn wellicht ontoereikende opties om 55% van de totale elektriciteitsproductie mee te compenseren.

Steenkoolcentrales waren in 2005 nog goed voor 8 200 GWh of een kleine 10% van de totale productie. Het aandeel van gascentrales bedraagt 30%. Het aandeel van hernieuwbare energie uit biomassa, afval, water en wind stijgt jaar na jaar maar blijft nog steeds relatief beperkt.

De Belgische industrie verbruikt ongeveer 40 000 GWh. In de staalsector daalde het elektriciteitsverbruik sinds 2003 aanzienlijk. Het huishoudelijke verbruik blijft vrij stabiel.

PRIJZEN

Momenteel ligt de finale verkoopprijs van elektriciteit in België iets boven het gemiddelde van de EU-27. Het gemiddelde gezin betaalt in België bijna 0,16 euro per kWh of 560 euro voor 3 500 kWh per jaar.

In België liggen de belastingen op elektriciteit met 22,3% net iets onder het Europese gemiddelde

Momenteel ligt de finale verkoopprijs van elektriciteit in België iets boven het gemiddelde van de EU-27. Het gemiddelde gezin betaalt in België bijna 0,16 euro per kWh of 560 euro voor 3 500 kWh per jaar. Datzelfde gemiddelde gezin betaalt in Nederland echter 0,22 euro per kWh of 770 euro voor 3500 kWh. Alleen in Denemarken en Italië betalen consumenten nog meer dan in Nederland. Ook in Duitsland is de rekening hoger – 0,20 euro per kWh of 700 euro voor 3 500 kWh- terwijl de Fransen genieten van een aanzienlijk lagere prijs van 0,12 per kWh of 420 euro voor 3 500 kWh. Uit de gegevens van Eurostat blijkt dat de aanzienlijk hogere prijzen in Nederland, Italië, Denemarken en Duitsland vooral het gevolg zijn van hogere belastingen dan in België. Maar liefst 55% van de Deense elektriciteitsfactuur gaat naar de Deense schatkist terwijl de gemiddelde belasting in de EU-27 in januari 2007 23,3% bedraagt. In België liggen de belastingen op elektriciteit met 22,3% net iets onder het Europese gemiddelde. In Denemarken is de prijs van elektriciteit voor belastingen zelfs lager dan de prijs voor belastingen in België (0,11 tegenover 0,12 euro per kWh).

Ook voor industriële gebruikers met een jaarlijkse consumptie van 2 000 MWh ligt de Belgische prijs van 0,097 euro per kWh iets boven het gemiddelde in de EU-27 (0,092 euro per kWh). De Nederlanders en Duitsers betalen iets meer – 0,103 en 0,107 euro per kWh- terwijl de Franse bedrijven genieten van een prijsvoordeel van toch 30% of 0,058 euro per kWh.

VOORSTEL

Discussies over kernenergie worden best aangevuld met een realistische analyse van zowel de vergelijkbare en noodzakelijke vervangcapaciteit als van het tijds kader om deze capaciteit operationeel te krijgen. Het presenteren van de kernuitstap als een arbitraire beslissing zonder enige consequentie is niet realistisch.



06

IS DE TRANSITIE EEN UTOPIE
OF EEN OPPORTUNITEIT?



Het fossiele aandeel in het globale energiesysteem bedraagt 87% en steenkool wint aan belang. Ook de hoge olieprijsen tussen 2005 en 2008 bleken geen energierevolutie uit te lokken. De energietransitie is geen evidentie. Een sterk beleid vereist het erkennen van het transitiepotentieel.

Het aandeel van steenkool in het globale energiesysteem neemt toe hoewel deze vaste brandstof al 750 jaar verguisd wordt.

De fossiele prijsexplosie tussen 2005 en de eerste helft van 2008 blijkt voorlopig geen hefboom te zijn voor het alternatieve energiesysteem waar we zo intens naar smachten.

Bijna een eeuw nadat Ciamician opperde om de steenkooleconomie te vervangen door een solaire economie, stellen we vast dat het fossiele systeem nog steeds goed is voor ongeveer 87% van het globale energiesysteem. De rest wordt geleverd door oude hernieuwbare energietechnologieën. Het relatieve aandeel van steenkool neemt toe. De voorraden steenkool bieden daarnaast nog een aanzienlijk groeipotentieel voor de vaste brandstof die al 750 jaar verguisd wordt. In het jaar 1257 bezocht de vrouw van Henry III Nottingham Castle en de vervuiling door open steenkoolvuurtjes greep haar zo naar de keel dat ze onmiddellijk rechtsomkeer maakte¹⁶. De goedkope steenkool werd alsmat populairder en Europa maakte kennis met nieuwe vormen van luchtvervuiling. Als reactie werden in 1307 de eerste milieuwetten uitgevaardigd in Londen. Het werd verboden om steenkool te verbranden in open vuren in de buurten waar rijke Londenaars graag vertoefden. Ook in de 20^{ste} eeuw werd het gebruik van steenkool door diverse vormen van regulering ontmoedigd of aanzienlijk duurder gemaakt. Toch is steenkool een blijver. Al 750 jaar lang is er blijkbaar geen evident substituum voor *dirty old coal*.

De eerste oliecrisis ligt al enkele decennia achter ons. Deze crisis bezorgde het rijke Westen een traumatische ervaring met internationale spanningen, autolose zondagen en een fikse recessie achteraf. Er werd na 1973 fors meer geld geïnvesteerd in alternatieve energietechnologie, gaande van windturbines tot biogasinstallaties en synthetische brandstoffen. De verwachtingen waren hoog maar later vielen deze investeringen terug. Het gevolg hiervan is dat het aandeel van 'moderne' hernieuwbare energie in het globale energiesysteem lager is dan 1%. En dat terwijl we als sinds 1992 praten en blijven praten over het internationale klimaatbeleid met bindende reductiedoelstellingen. Ook de stijging van de olieprijsen vanaf 1999 evenals de ware prijsofstoot tussen 2005 en de eerste helft van 2008, blijken voorlopig geen hefboom te zijn voor het alternatieve energiesysteem waar we zo intens naar smachten. Na de crisis van 1973 maakte het Westen kennis met Khomeini en andere markante leiders in het Midden-Oosten. Onze olievoorraden worden beheerd door landen die we eufemistisch omschrijven als 'landen met een hoog risicoprofiel', en we maken ons daar in toenemende mate zorgen over. Als de analyse van het IEA over de noodzaak tot het aanboren van nieuwe en nog niet ontdekte olievelden vanaf 2020 juist is, zijn deze geopolitieke consideraties van secundair belang. We moeten dan overal olie oppompen waar het kan... En toch blijft het fossiele systeem even dominant want we kunnen in principe 25 miljoen vaten per dag

¹⁶ Derek M. Elsom (1995). Atmospheric Pollution Trends in the United Kingdom, in Simon, Julian (ed). The State of Humanity (Blackwell, Oxford).

vermijden door een combinatie van strategieën, en zo dus langer gebruik maken van dezelfde eindige voorraden fossiele brandstoffen. Volgens Hirsch moeten we dan wel 10 jaar massaal investeren, ook in allesbehalve populaire projecten zoals in een enorme productiecapaciteit voor synthetische brandstoffen.

We hebben voorlopig geen andere keuze dan het bestendigen van het fossiele systeem.

Is de energietransitie van het fossiele naar een niet-fossiel systeem dan een utopie, of een zoveelste *narrative fallacy* die niet onderbouwd is? Of hebben we de energietransitie tot op heden vooral verkeerd aangepakt door onze weigering om volop gebruik te maken van het prijsinstrument

Alleen een globale aanpak kan een globaal verschil maken.

Het potentieel en de voordelen van de transitie worden nog niet volop erkend. De ervaring sinds 1973 leert wel dat de transitie allesbehalve een evidentie is.

We moeten voorlopig het fossiele systeem overeind houden en dit wordt zo'n klus dat de alternatieve projecten met een hoger rendement op veel langere termijn misschien wel verdrongen worden. Op deze wijze wordt de energietransitie voorlopig een fossiele transitie waarin steenkool en gas worden getransformeerd tot synthetische brandstof. Is de energietransitie van het fossiele naar een niet-fossiel systeem dan een utopie, of een zoveelste *narrative fallacy* die niet onderbouwd is? Of hebben we de energietransitie tot op heden vooral verkeerd aangepakt door onze weigering om volop gebruik te maken van het prijsinstrument. Hadden we 15 jaar geleden een prijs gekleefd aan CO₂, alle subsidies voor het fossiele systeem afgebouwd en werkelijk massaal geïnvesteerd in hernieuwbare energietechnologieën, dan zou het energielandschap er nu al anders uitzien. Het fossiele systeem zou natuurlijk nog dominant zijn, maar het belang van alternatieve energiesystemen zou minder symbolisch zijn dan vandaag. Waarom hebben we dat toch niet gedaan? Het meest logisch antwoord is dat 'we' niet optreden als een som van beslissingnemers. Alleen een globale aanpak kan een globaal verschil maken. Enkele Europese landen mogen zeer ambitieus zijn maar als hun voorbeeld niet wordt overgenomen, verandert er finaal niets. Goede voorbeelden worden nagevolgd, slechte voorbeelden worden verworpen. Er is geen wereldregering en dat is wellicht een goede zaak. Er is echter veel te weinig echte internationale samenwerking in vele belangrijke domeinen – energie is niet het enige globale probleem – en dat kan ons later zuur opbreken.

Het is dan ook wellicht voorbarig om de energietransitie zomaar af te doen als een utopie. Het potentieel en de voordelen van de transitie worden nog niet volop erkend. De ervaring sinds 1973 leert wel dat de transitie allesbehalve een evidentie is. Het wordt een enorme klus om de transitie zelfs tegen 2050 enige vaart te geven. En om de energietransitie een kans te geven, moeten er spoedig globale beslissingen genomen worden met een grote impact op lange termijn. Het wordt een race tegen de tijd want eens de olieproductie echt begint te dalen gaan alle fondsen naar synthetische brandstoffen. *Let's go.*



DEEL 2

**DE ENERGIETRANSITIE
IN KAART GEBRACHT**

01

DE VISIE VAN HET IEA:
ENERGY TECHNOLOGY
PERSPECTIVES 2008



Het IEA (International Energy Agency) concludeert dat een ingrijpende bijsturing van het globale energiesysteem mogelijk is. Zonder een ambitieus transitiebeleid stijgen de CO₂-emissies tegen 2050 met 130%. Een sterk transitiebeleid is gebaseerd op het gebruik van het prijsinstrument of carbon values per ton CO₂. Het prijsinstrument zorgt voor een kostenefficiënte transitie waarvan de minimale investeringskost toch 17 000 à 45 000 miljard bedraagt. Deze bedragen kunnen alleen gefinancierd worden indien de private sector massaal gemobiliseerd wordt. Gelukkig kan een zeer groot deel van deze investeringskost terugverdiend worden dankzij lagere toekomstige energiefacturen.

In een kostenefficiënte strategie leveren investeringen in energiebesparingen en energie-efficiëntie 36 tot 54% van de emissiereducties. CCS, hernieuwbare energie en nucleaire energie dichten de overblijvende reductiekloof. Het IEA concludeert dat alle technologische opties optimaal benut dienen te worden om ambitieuze reductiedoelstellingen te realizeren. Technologisch favoritisme waarbij bepaalde technologieën a priori worden gebannen, sluit niet aan bij het transitiedenken.

In 2050 blijkt fossiele energie zeer belangrijk maar kan biomassa de belangrijkste energiebron worden als resultaat van het transitiebeleid.

Om de aandacht te mobiliseren voor de noodzakelijke energietransitie, moet op een ernstige manier gecijferd en vergeleken te worden. Dergelijke analyses worden uitgevoerd door instellingen zoals het Internationale Energie Agentschap (IEA), academische netwerken en internationale consultancygroepen. Elke modeloefening rond de energietoekomst en nieuwe technologieën heeft haar eigen verdienste, maar de rapporten van het IEA zijn vanuit technologisch oogpunt zonder discussie het meest gedetailleerd, onderbouwd en transparant. In dit deel wordt dan ook het modelwerk van het IEA onder de loep genomen, op basis van 'Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050'. In dit rapport uit 2008 wordt het samenspel van alle bestaande en nieuwe technologieën geanalyseerd om een beter beeld te krijgen van het relatieve belang van elke bouwsteen in de transitie.

TRANSITIE OPSTARTEN OF VERDER TIJD KOPEN?

De analyses van het IEA zijn ontwikkeld voor de G8. De G8 wou een antwoord op de vraag of een ambitieus internationaal klimaatbeleid al dan niet haalbaar is vanuit een technologisch perspectief. Als blijkt dat een ambitieuze reductiedoelstelling effectief tot de technologische mogelijkheden behoort, kunnen beleidsmakers meer gericht werken naar het realiseren van dit potentieel. Mocht zelfs in het meest techno-optimistische model een sterke reductie onmogelijk zijn, dan moeten beleidsmakers eerst nog enkele decennia verder tijd kopen met een pseudobeleid.

Omwillen van de klimaatfinaliteit focust het IEA in ETP2008 op de uitstoot van CO₂. Andere belangrijke dimensies van het energiesysteem zoals 'klassieke' pollutie¹⁷ (verzurende emissies, fijn stof, etc), energie(on)zekerheid, betalingsbalansconsequenties en tewerkstellingseffecten blijven onderbelicht. Deze dimensies verdienen in principe veel meer aandacht. Naast het realiseren van bepaalde klimaatdoelstellingen kan het transitiebeleid belangrijke bijkomende baten opleveren. Deze worden momenteel verdrongen door de obsessie voor CO₂.

Het is dan ook een intrigerende vraag in welke mate de CO₂-gedreven energietransitie verschilt van andere energietransities, bijvoorbeeld een transitie waarbij het levenscy-

Als de energietransitie niet mogelijk is volgens techno-optimistische modellen, dan moeten beleidsmakers eerst nog enkele decennia tijd kopen met een pseudobeleid

De obsessie voor CO₂ verdringt de andere voordelen van de energietransitie. In het transitiedenken ontbreekt momenteel aandacht voor het LCA-profiel van energietechnologieën.

¹⁷ CO₂ valt overigens niet onder de vervuulende stoffen; iedereen emitteert CO₂ en CO₂ is een bouwsteen voor het leven op aarde. De relatieve onschadelijkheid van CO₂ verklaart waarom CO₂ in heel wat landen moeilijk te integreren is in de bestaande regulering van vervuulende stoffen.

clus of het LCA-profiel¹⁸ van elke energietechnologie centraal staat. Dit wordt momenteel niet onderzocht wat toch een lacune is. In de loop van één eeuw zijn hooguit één of twee fundamentele energietransities mogelijk.

BUSINESS-AS-USUAL VOLGENS HET IEA

Om de impact of de betekenis van een energietransitie te kunnen beoordelen, presenteert het IEA eerst een mogelijk beeld van het energielandschap in 2050 volgens een zogenaamd *business-as-usual* scenario. Dit is een scenario zonder enig transitiebeleid, zonder een stimulerend technologisch beleid, zonder een ambitieus klimaat- en milieubeleid, en zonder een beleid gericht op een hogere energiezekerheid. De wereld draait dan voort alsof we ons niet bewust zijn van enkele nakende problemen. In een dergelijk *business-as-usual* scenario ziet onze energietoekomst er vrij benard uit. Het IEA voorziet immers dat de vraag naar olie tussen 2005 en 2050 zal stijgen met 70%. In 2050 zullen de globale CO₂-emissies maar liefst 130% hoger liggen dan in 2005; de jaarlijkse emissies stijgen van 28 Gigaton CO₂ naar 62 Gigaton CO₂. Dergelijke projecties maken onmiddellijk duidelijk dat een ambitieus transitie- en klimaatbeleid alleen een kans maakt mits de globale inzet van zeer sterke beleidsinstrumenten. Het klimaatbeleid moet dan ook dringend evolueren van een regionaal naar een globaal beleid. Tussen 2005 en 2030 zal het aandeel van de Europese Unie in de globale uitstoot van broeikasgassen overigens terugvallen van 16 naar minder dan 10%. In 2050 is het relatieve aandeel van de EU in de globale emissies nog veel lager.

In het *business-as-usual* scenario van het IEA stijgt de vraag naar olie tussen 2005 en 2050 met 70% en stijgen de globale CO₂-emissies met 130%.

De energietransitie is alleen mogelijk mits de globale inzet van zeer sterke beleidsinstrumenten. Tussen 2005 en 2030 zal het aandeel van de Europese Unie in de globale uitstoot van broeikasgassen terugvallen van 16% naar minder dan 10%.

NOMINALE EN REËLE OLIEPRIJZEN

De *business-as-usual* vooruitzichten van het IEA zijn het resultaat van een olieprijs die tussen 2030 en 2050 lichtjes toeneemt van 62 tot 65 \$ per barrel. Dit zijn prijzen in constante dollars van 2005. De nominale marktprijzen zullen door de inflatie gedurende deze lange periode aanzienlijk hoger uitvallen. Een reële olieprijs van 65 \$ per vat komt in 2050 neer op een nominale olieprijs van 160 \$ bij een constante inflatie van 2% of een nominale olieprijs van 250 \$ bij een inflatie van 3%. Deze prijsassumpties zijn consistent

¹⁸ De levenscyclusanalyse of LCA van een energietechnologie brengt de totale ecologische impact in kaart, vanaf de productiefase tot de finale recyclagefase van de technologie. Een LCA van zonnepanelen leert bijvoorbeeld dat de energie nodig voor de productie van zonnepanelen gelijk is aan de elektriciteitsproductie door de panelen gedurende de eerste vijf jaar na de installatie.

met de referentiescenario's uit *World Energy Outlook (WEO)* van het IEA hoewel in de laatste WEO gewerkt werd met aanzienlijk hogere prijzen.

De olieprijs van ETP2008 liggen volgens het IEA hoog genoeg om substituten voor conventionele olie aantrekkelijk te maken. In vergelijking met de historisch hoge prijzen van 2008 zijn deze olieprijs echter opvallend laag. In de eerste helft van 2008 stelden heel wat analisten overigens dat de olieprijs zou blijven doorstijgen tot 200 à 250 \$ per vat tegen 2015 of zelfs eerder. Het IEA deelt deze mening dus niet maar waarschuwt wel zeer uitdrukkelijk voor de enorme bijkomende investeringen in het fossiele energiesysteem die noodzakelijk zijn om deze relatief lage prijzen mogelijk te maken. Zonder deze investeringen in nieuwe capaciteit – exploratie, ontginning, boorplatforms, pijpleidingen, raffinage, etc- kunnen de prijzen aanzienlijk hoger uitvallen.

De reële prijzen waarmee we geconfronteerd worden, kunnen sterk vertekend worden door speculatieve golven. Een forse prijsopstoot door speculatie zoals in 2007 en 2008 is steeds relatief kort maar verstoort natuurlijk wel de investeringsbeslissingen van alle betrokken partijen. De prijsassumpties van het IEA blijven gespaard van dergelijke speculatieve golven¹⁹ wat alle investeringsbeslissingen veel eenvoudiger en transparanter maakt.

De sterke toename van de emissies in het *business-as-usual* scenario betekent geenszins dat er in dit scenario geen inspanningen worden geleverd om de CO₂-uitstoot te beperken. Er gebeuren in dit scenario wel investeringen in energiebesparingen en energie-efficiëntie om de eenvoudige reden dat energie alsmaar duurder wordt. Aangezien er geen prijs wordt gekleefd op CO₂, worden alleen investeringen doorgevoerd die zichzelf terugbetalen op basis van de energieprijzen in het model. Investeringsbeslissingen in het opvangen en opslaan van CO₂ (*Carbon Capture and Sequestration* of CCS) worden niet eens overwogen in scenario's zonder een beloning voor CO₂-reducties.

Worden lagere energieprijzen in het *business-as-usual* model gebruikt, dan zouden de CO₂-emissies veel hoger uitvallen. Een stabiel lage olieprijs gedurende een tiental jaar is zeer problematisch voor de evolutie van de CO₂-emissies.

DE PRIJS DOET HET...

Opteerde het IEA daarentegen in de modeloefeningen voor reële olieprijs die oplopen tot 200 \$ tegen 2050 of zelfs meer, dan zijn de emissies in 2050 ongetwijfeld al fors gedaald in vergelijking tot het huidige emissieniveau. Het modelwerk van het IEA

¹⁹ Toekomstige speculatieve golven kunnen niet gemodelleerd worden.

Een forse prijsopstoot door speculatie zoals in 2007 en 2008 is steeds relatief kort maar verstoort wel de investeringsbeslissingen van alle betrokken partijen.

Investeringsbeslissingen in het opvangen en opslaan van CO₂ (*CO₂ Capture and Sequestration* of CCS) worden niet eens overwogen zonder een beloning voor CO₂-reducties.

concludeert immers dat reële olieprijsen rond 130 \$ per vat in principe kunnen volstaan om de globale CO₂-emissies meer dan te halveren tegen 2050 (zie BLUE verderop). Als het modelwerk van het IEA representatief is voor de werking van het globale energiesysteem – op zich al een interessante onderzoeksvraag – dan maakt deze laatste prijshypothese een overheidsbeleid voor de noodzakelijke energierevolutie min of meer overbodig. In dit geval dient de overheid alleen mechanismen te installeren waardoor de energieprijzen permanent hoog blijven, bijvoorbeeld 130 \$ per vat ruwe aardolie (in reële termen).

KOSTENEFFICIËNTIE EN PERFECTE INFORMATIE

Het IEA werkt zoals de meeste onderzoeksgroepen met technologische modellen. Deze modellen zijn ontworpen om een doelstelling – hier een globale CO₂-emissiedoelstelling – te realiseren door de selectie van technologieën en investeringsgoederen (gebouwen, industriële processen, etc). Het keuzealgoritme van het model kiest altijd eerst de goedkoopste technologische opties om de doelstelling te bereiken. Hier betekent dit dat het model technologische opties selecteert op basis van hun kostenefficiëntie of de kostprijs om één ton CO₂ te vermijden. Dergelijke modellen vertrekken dus van een economische rationaliteit waarbij de ‘laaghangende vruchten’ eerst geplukt worden. Pas daarna begin je in de boom te klimmen, op zoek naar wat moeilijker te plukken vruchten. Na de maximale benutting van de goedkoopste technologieën, selecteert het algoritme van het model alsmat duurdere reductietechnologieën tot de beoogde doelstelling bereikt is. Het IEA garandeert op deze manier dus de allergeodkoopste offerte voor de globale energietransitie. Transitiebeleid wordt immers duur zodat het streven naar kostenminimalisatie vanaf dag één een logische strategie zou moeten zijn. Technologische keuzes die sterk afwijken van de resultaten van het IEA impliceren een andere en aanzienlijk duurdere energietransitie.

Kostenefficiëntie als selectiecriteria in een technologisch model mag niet verward worden met een dogmatische of hyperrationele kijk op hoe de realiteit functioneert. We weten allemaal dat de meeste beslissingen genomen worden op basis van zeer diverse criteria waarvan er sommige niet eens expliciet geformuleerd kunnen worden. Kostenefficiëntie of *value-for-money* is veelal maar één van deze criteria. Het is echter onbegonnen werk om alle aspecten van elke investeringsbeslissing ter wereld tussen 2005 en 2050 te gaan modelleren. Willen investeerders tussen nu en 2050 bijvoorbeeld meer of

Het IEA presenteert de allergeodkoopste offerte voor de globale energietransitie.

De werkelijke transitie zal langzamer verlopen en de resultaten van het IEA zijn dan ook sterk techno-optimistisch.

De stabilisatiedoelstelling van ACT vereist de inzet van technologieën met een de marginale reductiekost tot 50 \$ per ton CO₂

minder risico's nemen? Wie kan een dergelijke vraag beantwoorden?

Omwille van de onmogelijkheid om de toekomst te voorspellen, gebruikt het IEA technologische modellen waarin investeringsbeslissingen vertrekken van perfecte informatie. Deze modellen kennen tevens geen kapitaalschaarste. In de realiteit worstelt elke investeerder met grote onzekerheden en is de financiering van ambitieuze projecten allesbehalve een evidentie (ook niet in tijden van mooie economische groei). Mensen twifelen en tussen 2005 en 2050 zullen veel minder investeringsbeslissingen genomen worden dan in de simulaties van het IEA. De werkelijke transitie zal langzamer verlopen en om deze reden zijn de resultaten van het IEA dan ook sterk techno-optimistisch.

ACT: STABILISATIE VAN DE EMISSIES TEGEN 2050

Is het mogelijk om de globale CO₂-uitstoot te stabiliseren tussen nu en 2050? Dit lijkt geen evidentie als we vertrekken van het *business-as-usual* scenario. Het IEA presenteert onder de kapstok van de ACT scenario's een toekomstig energielandschap waarbij de globale CO₂-emissies in 2050 effectief gelijk zullen zijn aan het uitstootniveau van 2005 (28 Gigaton CO₂ per jaar om precies te zijn). In de ACT scenario's stijgen de emissies na 2005 verder om te pieken tussen 2020 en 2030. Pas daarna zet een daling zich in. Het stabiliseren van de emissies tegen 2050 kan voor velen een eerder fletse energierevolutie lijken omdat de CO₂-emissies niet dalen. De stabilisatie dient steeds vergeleken te worden met de toename van de emissies met 130% in het *business-as-usual* scenario. Het vermijden van deze sterke toename is op zich al een uitdaging.

Het realiseren van de stabilisatiedoelstelling van het ACT scenario vereist de inzet van alle reductietechnologieën waarbij de marginale reductiekost oploopt tot 50 \$ per ton CO₂. In het model wordt een prijs gekleefd aan de emissie van één ton CO₂ – te vergelijken met een belasting op CO₂ – en hierdoor zal elke economische agent op zoek gaan naar goedkope reductiemogelijkheden. Voor elke reductieoptie kent het model de kost per gereduceerde ton tussen nu en 2050. Een marginale reductiekost tot 50 \$ per ton CO₂ verwijst naar de reductiekost van de *allerlaatste* maatregel die genomen moet worden om de emissiedoelstelling in 2050 te realiseren. Alle andere reductiemaatregelen kosten dus minder tot veel minder dan 50 \$ per vermeden ton CO₂.

Het goede nieuws is immers dat er in de praktijk heel wat maatregelen zijn met een negatieve reductiekost zoals efficiëntie-investeringen die zichzelf snel terugbetalen. Reductietechnologieën waarbij het vermijden van één ton CO₂ meer kost dan 50 \$, zijn

dus in principe niet nodig om de emissies tegen 2050 te stabiliseren op het niveau van 2005. Aangezien de IEA-modellen behoorlijk techno-optimistisch zijn en het energielandschap veel langzamer in beweging te krijgen is, zal het effectief realiseren van deze stabilisatie-doelstelling in de realiteit gepaard gaan met een hogere marginale reductiekost.

De transitie is niet zozeer afhankelijk van één technologie maar van een mobiliserend mechanisme.

DE TRANSITIE IS VOORAL AFHANKELIJK VAN EEN MECHANISME

Het bereiken van de stabilisatie-doelstelling mits een marginale reductiekost van 50 \$ per ton CO₂, impliceert het bestaan van een globaal mechanisme waardoor miljeu- en investeerders en consumenten in alle mogelijke sectoren effectief overgaan tot de reductie-investeringen. Al meer dan 15 jaar worden we bedolven onder de vrijblijvende oproepen ter beperking van de CO₂-emissies, zonder spectaculaire resultaten. Alleen wanneer overheden op één of andere manier een prijs hechten aan CO₂ – een koolstofprijs of een *carbon value* – kunnen deze noodzakelijke reductie-inspanningen uitgelokt worden. De overheid kan deze koolstofprijs introduceren door de bestaande energiebelastingen te verhogen, door nieuwe CO₂-belastingen te introduceren of door handelbare CO₂-emissierechten te verspreiden. Een verhoging van bestaande accijnzen of het BTW-tarief op energieproducten is voor de overheid een zeer eenvoudige operatie. Dit zijn echter indirecte CO₂-heffingen omdat de fossiele energieproducten zelf belast worden en niet de CO₂-emissies na de verbranding. Het introduceren van een directe belasting op CO₂ vraagt dus wel een aanpassing van de bestaande energiefiscaliteit maar dit mag in principe geen grote problemen stellen. In de toekomst zal monitoring-technologie verder verspreid worden tot op het niveau van de individuele consument zodat de CO₂-uitstoot makkelijker te meten, taxeren en te verhandelen wordt dan nu het geval is.

Alleen wanneer overheden een prijs hechten aan CO₂ – een koolstofprijs of een *carbon value* – worden de noodzakelijke reductie-inspanningen uitgelokt.

Wanneer de overheid met een heffing kiest voor de klassieke fiscaliteit, bepaalt de overheid zelf de marktprikkel ter beperking van de CO₂-uitstoot. De overheid kan deze marktprikkel laten evolueren in de nabije en verre toekomst, bijvoorbeeld van 10 € per ton CO₂ in 2010 naar 30 € per ton in 2020. Wanneer hierover transparant gecommuniceerd wordt met alle economische sectoren, reduceert de overheid een deel van de onzekerheid rond investeringsbeslissingen. Om de doelstelling van ACT te bereiken, moeten alle overheden tegelijkertijd de juiste *carbon values* invoeren. Dit is in theorie mogelijk maar voorlopig zijn de kansen op een dergelijke ongeziene internationale beleidscoördinatie extreem laag. Pragmatischer bekeken kunnen de G8 en andere Kyoto-

Om de doelstelling van ACT te bereiken, moeten alle overheden tegelijkertijd de juiste *carbon values* invoeren.

Een globale CO₂-heffing is niet voor morgen, maar dat hoeft ook niet. Als er binnen één tot twee decennia wel een globale CO₂-heffing is, komen we ook al ver.

Door het introduceren van een prijs op CO₂, leidt de overheid alle economische agenten naar het zoeken van kostenefficiënte reductiemaatregelen.

landen de *carbon values* eerst zelf introduceren en een deel van de opbrengst hiervan aanwenden om andere landen te overtuigen dit voorbeeld te volgen. Aangezien de G8 nu eenmaal enorm veel energie gebruiken, kan de opbrengst van de introductie van *carbon values* aardig oplopen, en dit biedt zeker mogelijkheden voor landen die hoe dan ook op zoek zijn naar bijkomende financieringsmogelijkheden. Een globale CO₂-heffing is niet voor morgen, maar dat hoeft ook niet. Als er binnen één tot twee decennia wel een globale CO₂-heffing is, komen we ook al ver.

Een systeem van verhandelbare emissierechten zoals in de Europese Unie geeft ook een aansporing ter beperking van de CO₂-uitstoot aan de deelnemende bedrijven. De variabiliteit van de prijs per ton CO₂ zorgt wel voor extra onzekerheid. Daarbij komt dat emissiehandel momenteel geen fiscale opbrengsten genereert voor de overheid omdat de bedrijven de emissierechten voorlopig gratis krijgen. Hierin zou vanaf 2013 verandering komen, maar de finale modaliteiten van emissiehandel zullen pas bepaald worden wanneer duidelijk wordt hoe de Europese industrie de huidige recessie verteert.

Door het prijzen van CO₂ zal elke economische agent op termijn zoeken naar reductiemogelijkheden om de nieuwe belasting te kunnen vermijden. Heel wat consumenten zullen eerst amper of niet reageren op lage CO₂-heffingen. Door het systematisch verhogen van de CO₂-heffing zal de groep onverschilligen op termijn alsnog kleiner worden. Indien de overheid kiest voor een heffing van 50 \$ per ton CO₂, zullen economische agenten maatregelen overwegen waarvan de kost per gereduceerde ton lager dan of gelijk is aan 50 \$. Het zou niet rationeel zijn om te opteren voor een technologie met een reductiekost van 200 \$ per ton als de kostprijs van het emitteren van een ton CO₂ maar 50 \$ bedraagt. Stel dat een bedrijf de eigen CO₂-uitstoot alleen kan reduceren tegen een kost van 200 \$ per ton, dan is het efficiënter om deze reductie-inspanningen niet door te voeren en de belasting van 50 \$ per ton te betalen. Door het introduceren van een prijs op CO₂, leidt de overheid alle economische agenten naar het zoeken van kostenefficiënte reductiemaatregelen.

HOVEEL BETAAL IK VOOR EEN 'CARBON VALUE'?

Maar wat zijn de concrete prijsimplicaties van een reductiekost tot 50 \$ per ton? Om een idee te krijgen van de betekenis van een marginale reductiekost of *carbon value* van 50 \$, wordt deze reductiekost veelal uitgedrukt als een equivalente verhoging van

de prijs van een vat olie. Bij het verbranden van een vat olie komt een hoeveelheid CO₂ als restproduct in de atmosfeer²⁰. Deze hoeveelheid CO₂ kan gewogen worden en als we weten wat het kost om één ton CO₂ te vermijden, dan weten we ook wat de noodzakelijke CO₂-reductiekost is voor elk geconsumeerd vat olie. Om de uitstoot van CO₂ te vermijden en toch te genieten van de energiediensten uit olie, dient de consument olie en een reductietechnologie aan te kopen. Deze reductietechnologie heeft een prijs en verhoogt zo de gebruikskost van olie. Het is dan ook logisch om de reductiekost uit te drukken in \$ per vat. Op deze manier is een marginale reductiekost van 50 \$ te vergelijken met een toename van de olieprijs met 16 \$ per vat. Bij een reële olieprijs van 65 \$ in 2050, leidt deze reductiekost dus tot een finale reële gebruiksprijs van ongeveer 81 \$ per vat. De nominale gebruikskost zal hiervan omwille van de inflatie een veelvoud zijn. In de eerder techno-pessimistische invulling van het ACT-scenario²¹ waarbij een *carbon value* van 100 \$ noodzakelijk zou zijn om de globale CO₂-emissies te stabiliseren, stijgt de finale reële energiekost tot 97 \$ in 2050.

WAAROM HET PRIJSINSTRUMENT?

Een prijs biedt informatie over zowel de waarde van een goed of van een dienst, als over de minimale productie- of opportuniteitskosten. Vragers bieden een maximale prijs en aanbieders vragen een minimale prijs. Juiste prijzen leiden tot juiste beslissingen, wat neerkomt op beslissingen die de juiste schaarsteverhoudingen weerspiegelen. Worden de prijzen verstoord door bijvoorbeeld overheidsingrijpen, dan nemen alle economische agenten verkeerde beslissingen en ontstaan in de praktijk (tijdelijke) marktonevenwichten. In de energiesystemen circuleren vooral sterk verstoorde prijzen als gevolg van een complex systeem van subsidies, belastingen en andere beperkingen op marktactiviteiten. Energiediensten worden hierdoor in vele gevallen te goedkoop verkocht en we consumeren dan ook te veel energie. *Carbon values* corrigeren de te lage prijzen waardoor betere beslissingen genomen zullen worden.

Mocht de markt werken met 'perfecte' prijzen – met inbegrip van alle externe kosten – is vanuit welvaartsoogpunt geen overheidsinterventie nodig. Elke afwijking van de per-

20 Eén vat olie resulteert gemiddeld in 317 kg CO₂, dus één ton CO₂ is het resultaat van het consumeren van 3,15 vaten olie.

21 Het IEA ontwikkelt een set scenario's om de ACT-doelstelling te realiseren en de gehanteerde hypothesen over de technologische dynamiek hebben een sterke invloed op de reductiekosten. Als duurzame technologieën snel goedkoper en nog efficiënter worden, wordt het minder duur om emissies te vermijden dan wanneer de technologische dynamiek zeer beperkt is.

Als milieuproblemen het gevolg zijn van verkeerde prijzen, moet het prijsniveau gecorrigeerd worden

Mocht de olieprijs tussen nu en 2050 steeds aanzienlijk hoger uitvallen dan de 65\$ van het *business-as-usual* scenario, dan bestaat de kans dat het ACT scenario realiteit wordt zonder het opleggen van een reductiekost via overheidsmaatregelen.

Overheden kunnen de energieprijzen stabiliseren door het gebruik van beleidsinstrumenten zoals variabele heffingen.

fecte prijzen kan dan alleen maar welvaartskosten veroorzaken.

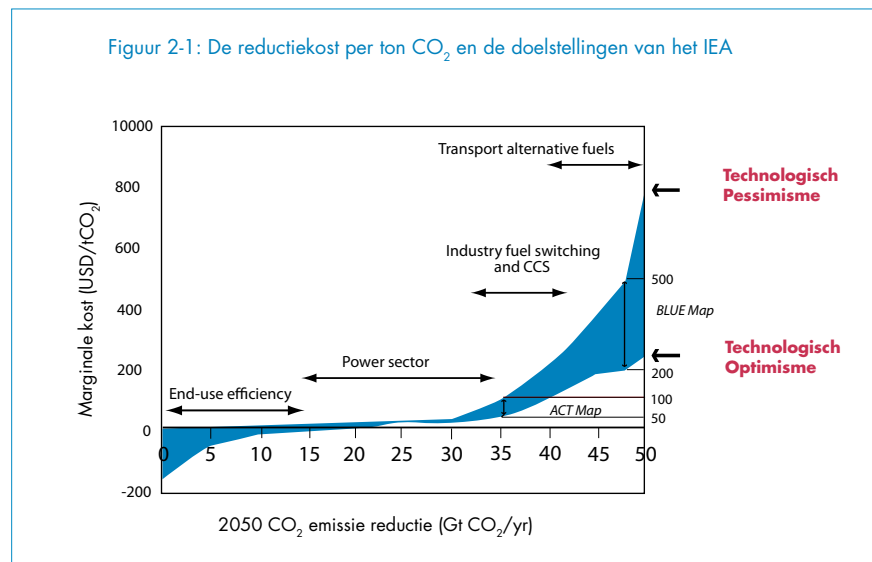
Als milieuproblemen het gevolg zijn van verkeerde prijzen, moet het prijsniveau gecorrigeerd worden. Opteren voor andere instrumenten – informatiecampagnes, subsidies, etc – zal weinig impact hebben zolang de verkeerde prijzen blijven bestaan.

STABIELE PRIJZEN IN VOLATIELE OMGEVINGEN

Mocht de reële olieprijs tussen nu en 2050 steeds aanzienlijk hoger uitvallen dan de 65 \$ van het *business-as-usual* scenario, dan bestaat de kans dat het ACT scenario realiteit wordt zonder het opleggen van een reductiekost via overheidsmaatregelen. De globale emissies worden dan gestabiliseerd door het onpersoonlijke prijsmechanisme en niet door overheidsingrijpen om onze dierbare planeet te redden. Toch moeten we goed beseffen dat in het werk van het IEA de olieprijs stabiel blijft en lichtjes toeneemt en dat de *carbon values* ook systematisch toenemen. Net hierdoor kunnen de emissies gestabiliseerd worden. In de realiteit is de olieprijs volatiel zodat een opeenvolging van jaren met hoge prijzen en jaren met lage prijzen hoegenaamd niet leidt tot dezelfde investeringsbeslissingen als bij stabiel stijgende prijzen. Het introduceren van *carbon values* heeft geen impact op de prijsvolatiliteit. Hiervoor zijn echter oplossingen beschikbaar. In principe kunnen overheden de energieprijzen stabiliseren door het gebruik van beleidsinstrumenten zoals variabele heffingen. Overheden kunnen een CO₂-heffing of energietaks installeren die afhankelijk is van de evolutie van de energieprijzen op de internationale markten. Stel dat de overheid mikt op een benzineprijs na taxatie van 1,75 € wanneer de marktprijs per liter gelijk is aan 1,50 €. Een bijkomende heffing van 0,25 € per liter brengt de finale marktprijs op 1,75 €. Indien de energieprijs echter stijgt waardoor de marktprijs zonder de heffing gelijk zou zijn aan 1,70 €, dan kan heffing verlaagd worden tot 0,05 € per liter. Het verder doorstijgen van de marktprijs kan zelfs leiden tot een negatieve heffing of prijs subsidie om de prijs op het beoogde niveau van 1,75 € te houden. Indien de energieprijzen internationaal dalen zodat de marktprijs zonder heffing gelijk is 1,20 €, dan dient de heffing verhoogd te worden tot 0,55 € om een stabiele marktprijs van 1,75 € te garanderen. Een mechanisme dat prijsstabiliteit nastreeft, vraagt extra administratieve omkadering maar heeft als groot voordeel dat investeringsbeslissingen hierdoor vereenvoudigd worden. De fiscale ontvangsten uit variabele heffingen zijn per definitie variabel en dit kan problemen stellen indien de overheid mikt op een stabiele fiscale opbrengst, bijvoorbeeld om andere belastingen continu te kunnen verlagen.

POSITIEVE CARBON VALUES EN NEGATIEVE REDUCTIEKOSTEN

Het model van het IEA selecteert de *carbon values* tussen het beginjaar en 2050 die het mogelijk maken om de beoogde reductiedoelstelling uit te lokken. Het verband tussen de toenemende *carbon values* of marginale reductiekosten en de gerealiseerde emissiereductie in ETP2008 wordt gepresenteerd in Figuur 2-1.



BRON: COPYRIGHT OECD/IEA, 2008

De figuur toont aan dat tegen 2050 een emissiereductie van 35 Gigaton CO₂ per jaar mogelijk is tegen een marginale reductiekost van 50 \$ per ton. Op deze manier haalt de wereld de stabilisatiedoelstelling van ACT. Extra reducties zijn mogelijk aan een hogere prijs. De meest markante vaststelling bij Figuur 2-1 is echter dat enorme reducties mogelijk zijn tegen een negatieve of zeer lage reductiekost. Tegen 2050 kan jaarlijks ongeveer 12 Gigaton CO₂ vermeden worden tegen een negatieve reductiekost. Het IEA gaat er vanuit dat deze maatregelen hoe dan ook genomen worden, ook in het *business-as-usual* scenario. Het betreft hier vooral efficiëntie-investeringen waarvan de kapitaalkost meer dan terugverdiend wordt door de uitgespaarde brandstofkosten in de jaren na de investering. Eens het goedkoopste efficiëntiepotentieel is uitgeput, zijn er duurdere maatregelen nodig in andere sectoren maar toch blijkt uit de figuur dat het relatieve

Enorme emissiereducties zijn mogelijk tegen een negatieve of zeer lage reductiekost.

Technologisch pessimisme noodzaakt carbon values van 100 \$ of het dubbele van de carbon values bij techno-optimisme.

Het realiseren van de stabilisatiedoelstelling vereist een totale bijkomende investeringskost van 17 000 miljard \$ of jaarlijks 0,4% van het wereld-BBP

Het realiseren van de ACT doelstelling betaalt zichzelf in nominale termen terug! Klimaatbeleid wordt dus 'makkelijk' betaalbaar op voorwaarde dat de kaart van kostenefficiëntie wordt getrokken.

aandeel van reductie-inspanningen met een kost van bijvoorbeeld 40 tot 50 \$ per ton relatief beperkt blijft in het ACT scenario. Zo'n 80% van de doorgevoerde maatregelen in het ACT scenario zijn veel tot zeer veel goedkoper.

In Figuur 2-1 maakt het IEA zelf een duidelijk onderscheid tussen een techno-optimistische en een techno-pessimistische invulling van de ACT doelstelling. Technologisch pessimisme noodzaakt een carbon value van 100 \$ om de emissies te stabiliseren tegen 2050. Dit is het dubbele van de carbon value van 50 \$ bij techno-optimisme en deze lage waarde staat centraal in de communicatie van het IEA, o.a. in de executive summary van ETP2008.

Voor het realiseren van een veel ambitieuzere reductiedoelstelling – bijvoorbeeld van 48 Gigaton CO₂ – loopt het verschil in marginale reductiekost tussen techno-optimisme en techno-pessimisme op tot 300 \$.

ACT: BIJKOMENDE INVESTERINGSKOST

De totale bijkomende investeringskost in vergelijking tot het *business-as-usual* scenario tussen nu en 2050 om de doelstelling van ACT te kunnen realiseren wordt in ETP 2008 geschat op 17 000 miljard \$, of ongeveer 400 miljard \$ per jaar. 400 miljard \$ per jaar is te vergelijken met het BBP van Nederland of met 0,4% van het wereld-BBP tussen nu en 2050. Dit is dus de meest optimistische inschatting van de bijkomende investeringen in het energiesysteem, omdat het model veronderstelt dat eerst de goedkoopste reductie-inspanningen optimaal benut worden, en dat geen maatregelen worden genomen met een reductiekost hoger dan 50 \$ per ton.

Deze investeringskost van 17 000 miljard \$ moet gefinancierd worden maar is geen nettokost. Heel wat van deze investeringen maken het net mogelijk om de toekomstige brandstofkosten te beperken. Dit geldt in eerste instantie voor de investeringen in energiebesparingen en in efficiëntieverbeteringen. Vertrekkende van de prijshypothesen voor olie – tot 65 \$ in 2050 – en andere fossiele brandstoffen, concludeert het IEA dat de nominale waarde van de uitgespaarde fossiele brandstofkosten hoger ligt dan de initiële investeringskost voor de ACT scenario's. Dit betekent dat het realiseren van de ACT doelstelling zichzelf in nominale termen terugbetaalt! Klimaatbeleid wordt dus 'makkelijk' betaalbaar op voorwaarde dat de kaart van kostenefficiëntie wordt getrokken. Zonder prijsinstrumenten en met vooral doelstellingen voor dure reductietechnologieën, valt de totale kost van het klimaatbeleid veel hoger uit. Uiteindelijk komt het er op neer dat duurdere reduc-

tietechnologieën gefinancierd worden door goedkope efficiëntieverbeteringen. Om juist te kunnen vergelijken in de tijd moeten toekomstige geldstromen geactualiseerd of omgerekend worden naar het heden. Zelfs wanneer de uitgespaarde brandstofkosten door de investeringen in ACT gediscoteerd worden aan 3%, overtreft de geactualiseerde waarde ervan de bijkomende investeringskost. Met een discontovoet van 10% overtreft de investeringskost bij ACT de waarde van de uitgespaarde energiebesparingen. Het tijdsaspect is belangrijk in het transitieverhaal want in het model beginnen we eerst met de goedkoopste maatregelen, en worden de duurdere maatregelen in principe uitgesteld tot de volgende decennia. Kortom, de positieve conclusie is dat het stabiliseren van de emissies tussen 2005 en 2050 volgens de techno-optimistische scenario's niet excessief duur hoeft te zijn.

OPPORTUNITEITSKOST VAN DE ENERGIETRANSITIE

Een fundamentele opmerking betreft de opportuniteitskosten die verbonden zijn aan energie-investeringen ten belope van 17 000 miljard \$. Eens dit bedrag geïnvesteerd wordt in het globale energiesysteem, kan deze 17 000 miljard - of een deel ervan - niet meer geïnvesteerd worden in andere nuttige projecten. Stel dat de wereldgemeenschap tussen nu en 2050 10 000 miljard \$ kon besteden aan het versterken en uitbreiden van onderwijssystemen in minder ontwikkelde landen. Op lange termijn zou het rendement van dergelijke investeringen een veelvoud kunnen zijn van de oorspronkelijke investering. Dezelfde 10 000 miljard \$ zou ook besteed kunnen worden aan investeringen in gezondheidszorg, in de distributie van drinkbaar water, in het beschermen van de biodiversiteit enzovoort. We dienen steeds te beseffen dat elke euro of dollar maar één keer kan uitgeven worden en dat er in de wereld regio's zijn met verschillende acute problemen. Uiteindelijk is het misschien niet zo onzinnig om de vraag te stellen of we niet beter een deel van 17 000 miljard \$ voor de ACT doelstelling reserveren voor andere investeringen in ontwikkelingslanden. We halen dan niet de stabilisatiedoelstelling van ACT in 2050 maar de wereld is er niet noodzakelijk slechter aan toe. Investeringen in onderwijssystemen laten net toe de mondiale voorraad van *human capital* sterk te verhogen wat op langere termijn misschien sterke emissiereductiemogelijkheden toelaat. Dit soort overwegingen past natuurlijk niet in analyses van energiesystemen. De impliciete suggestie dat 17 000 miljard \$ alleen maar zou kunnen geïnvesteerd worden

Ook al verdienen de energie-investeringen zichzelf terug, de opportuniteitskosten kunnen zeer hoog uitvallen.

We dienen steeds te beseffen dat elke euro of dollar maar één keer kan uitgeven worden en dat er in de wereld regio's zijn met verschillende acute problemen.

in energiesystemen is en blijft reductionistisch.

Ook dient opgemerkt dat naast deze 17 000 miljard \$ voor de doelstelling van ACT ook nog andere investeringen in het energiesysteem noodzakelijk zijn. Een groot deel van de wereldbevolking heeft nog steeds geen toegang tot een elektriciteitsnetwerk. Vele activa van het huidige fossiele energiesysteem dienen hoe dan ook vervangen te worden voor 2050. In de ACT scenario's stijgt de vraag naar fossiele brandstoffen tegen 2050 overigens met 12% en om dit mogelijk te maken zijn andermaal aanzienlijke investeringen nodig.

BLUE: VERMINDERING VAN DE EMISSIES MET 50% TEGEN 2050

Het realiseren van de 50% reductiedoelstelling vereist een snelle en radicale aanpassing van het globale energiesysteem.

De BLUE scenario's van IEA leren dat het realiseren van de 50% reductiedoelstelling een snelle en radicale aanpassing van het globale energiesysteem vereist. Het is niet bepaald een verrassing dat de kost van de BLUE scenario's aanzienlijk hoger uitvalt dan deze van de ACT scenario's. Onder de meest optimistische hypothesen over de ontwikkeling en het gebruik van de nieuwste technologieën, kan de doelstelling van de BLUE scenario's gehaald worden met een globale *carbon value* of marginale reductiekost van 200 \$ per ton CO₂. Een *carbon value* van 200 \$ per ton CO₂ is equivalent aan een verhoging van de olieprijs met 64 \$ per barrel. Dit betekent dat wanneer de olieprijs 65 \$ zou zijn in 2050, alle economische agenten hun gedrag afstemmen op een reële gebruikskost van 129 \$ per vat olie. Indien de ontwikkeling en verspreiding van de nieuwste technologieën echter tegenvallen, dient de marginale reductiekost volgens het IEA fors opgetrokken te worden tot 500 \$ per ton CO₂ (zie Fig.2-1). Alleen op deze manier wordt het economisch interessant om binnen enkele decennia te investeren in de allerduurste CO₂ reductietechnologie.

Bij techno-pessimisme kan de 50% reductiedoelstelling van BLUE alleen gerealiseerd worden met een marginale reductiekost van 500 \$ per ton CO₂.

De zeer hoge marginale reductiekosten van de BLUE scenario's in 2050 dienen duidelijk onderscheiden te worden van de gemiddelde CO₂ reductiekost tussen nu en 2050. Zowel bij ACT en BLUE worden eerst de goedkoopste reductie-opties maximaal benut. De gemiddelde reductiekost per ton in de BLUE scenario's - de totale reductiekost gedeeld door het aantal vermeden ton CO₂ - ligt volgens het IEA tussen 38 \$ bij techno-optimisme en 117 \$ bij techno-pessimisme. Een toename van de gemiddelde kost met 117 \$ komt neer op een permanente reële verhoging van de olieprijs met ongeveer 37 \$ per vat tussen nu en 2050. Dit is geen minieme toename maar zeker ook geen fatale prijsverhoging.

Om de 50% reductiedoelstelling van de BLUE scenario's te realiseren begroot het IEA een totale bijkomende investeringsinspanning tussen nu en 2050 van 45 000 miljard \$

De 50% reductiedoelstelling kost 28 000 miljard \$ meer dan de stabilisatiedoelstelling.

De grote investeringsinspanning van BLUE zal leiden tot een heroriëntatie van de wereldeconomie maar niet noodzakelijk tot een inkrimping

Alleen een massale mobilisatie van privaat kapitaal biedt een kans op transitie succes.

Beleidsmakers hebben in essentie twee keuzes; ofwel kiezen ze voor een krachtig en kosteneffectief beleid via *carbon values*, ofwel kiezen ze voor een inefficiënt en onbetaalbaar subsidiebeleid

in vergelijking met het *business-as-usual* scenario. Dit is 28 000 miljard \$ meer dan de 17 000 miljard \$ voorzien voor de ACT scenario's. 45 000 miljard \$ tussen nu en 2050 komt neer op 1 100 miljard \$ per jaar, of een jaarlijkse bijkomende investeringskost gelijk aan 1,1% van het wereld-BBP. Deze grote investeringsinspanning zal tussen nu en 2050 leiden tot een heroriëntatie van de wereldeconomie en niet noodzakelijk tot een inkrimping. Het finale verdict zal natuurlijk afhangen van de productiviteitsimplicaties van deze investeringsgolf.

In deze 45 000 miljard \$ zijn bijkomende R&D-uitgaven inbegrepen want een ambitieuze reductie vraagt de inzet van technologieën die momenteel ver van marktcompetitief zijn. Het rendement van R&D-inspanningen is altijd onzeker zodat de kost van de BLUE scenario's veel speculatiever is dan bij de ACT scenario's.

Net zoals bij de ACT scenario's, dient de enorme investeringskost van de BLUE scenario's vergeleken te worden met de uitgespaarde brandstofkosten. Zonder verdiscontering liggen deze uitgespaarde brandstofkosten hoger dan de bijkomende investeringskosten onder de BLUE scenario's. Met een 3% discontovoet vallen de uitgespaarde brandstofkosten wel lager uit dan de bijkomende investeringskost.

BLUE & ACT & DE PRIVATE SECTOR

De bijkomende investeringsbehoeften voor ACT – minimaal 17 000 miljard \$ - en voor BLUE – minimaal 45 000 miljard \$ - zijn zo hoog dat alleen een massale mobilisatie van privaat kapitaal een kans op transitie succes biedt. Naast deze transitie-investeringen dient het globale energiesysteem ook nog gevoed te worden met recurrente vervangings- en uitbreidingsinvesteringen zodat de vraag rijst of het energiesysteem wel zo'n forse toename van investeringskapitaal kan afdwingen. Het is overduidelijk dat geen enkele nationale overheid of groep van landen de investeringsbehoeften van ACT en BLUE alleen kan financieren. Overheden dienen dan ook mechanismen te gebruiken waardoor private investeringen in het energiesysteem worden uitgelokt en het meest krachtige mechanisme is nu eenmaal het prijsmechanisme. Het goede nieuws is dat een oordeelkundig gebruik van het prijsmechanisme – zoals met een globale *carbon value* – garant staat voor het goedkoopste transitiebeleid. Beleidsmakers hebben in essentie twee keuzes; ofwel kiezen ze voor een krachtig en kosteneffectief beleid via *carbon values*, ofwel kiezen ze voor een inefficiënt en onbetaalbaar subsidiebeleid. Dit keuzevraagstuk wordt in het deel over beleidsopties verder uitgewerkt.

VOORSTEL

Kostenefficiëntie dient centraal te staan in het transitie- en klimaatbeleid. Alleen kostenefficiëntie garandeert de laagste bijkomende investeringkost. De omvang van deze investeringskost is zelfs bij een kostenefficiënt beleid zeer hoog.

Quick win: Alle transitie- en klimaatmaatregelen dienen geëvalueerd te worden op hun kostenefficiëntie. Niet-kostenefficiënte maatregelen dienen onmiddellijk afgebouwd te worden om de finale factuur van de transitie niet excessief te verhogen.

VOORSTEL

Het invoeren van *carbon values* gebeurt best op een manier waardoor de finale prijs voor de consumenten en bedrijven relatief stabiel en voorspelbaar is. Een variabele heffing met een prijsdoelstelling kan hiervoor overwogen worden.

Quick win: De levenscyclusanalyse of LCA van een energietechnologie brengt de totale ecologische impact van een technologie in kaart, vanaf de productiefase tot de finale recyclagefase. Een LCA van zonnepanelen leert bijvoorbeeld dat voor de meeste technologieën de energie nodig voor de productie van de panelen gelijk is aan de elektriciteitsproductie gedurende de eerste 5 jaar van de panelen na de installatie. Een LCA van de bijstook van biomassa in een steenkoolcentrale leert dat de ecologische meerwaarde van deze bijstook vooral bepaald wordt door de efficiëntie van de gebruikte centrale. Biomassa bijstoken in een zeer inefficiënte centrale biedt amper een meerwaarde. Discussies over energietechnologieën dienen dan ook met meer aspecten rekening te houden dan met mogelijke CO₂-reducties.



02

DE TECHNOLOGISCHE
REVOLUTIE IN KAART
GEBRACHT

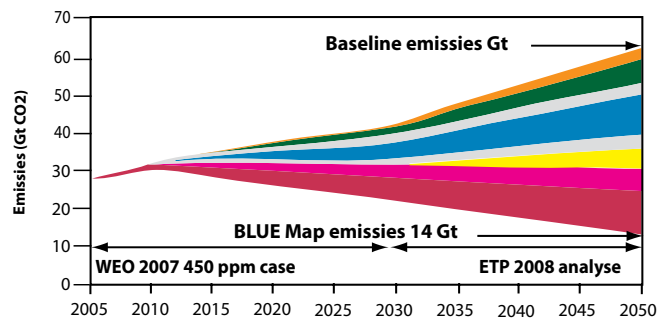


Energiebesparingen en energie-efficiëntie bieden het grootste en goedkoopste CO₂-reductiepotentieel. De transitie vereist daarnaast het gebruik van CCS, hernieuwbare energie en nucleaire energie.

In een kostenefficiënt transitiebeleid komt biomassa in 2050 als belangrijkste energiebron uit de bus.

Hoe worden de reductiedoelstellingen tegen 2050 concreet gerealiseerd? Het grootste en het goedkoopste emissiereductiepotentieel ligt in de verbetering van de energie-efficiëntie bij de eindgebruiker. Dan komen de maatregelen om het energiesysteem te 'decarboniseren' of te laten werken met een lagere uitstoot van CO₂ of koolstofdioxide per energie-eenheid. Dit kan door een combinatie van hernieuwbare energie, nucleaire energie en CCS voor fossiele centrales.

Figuur 2-2: Technologische trajecten achter de doelstelling van BLUE (2005 - 2050)



copyright OECD/IEA, 2008

- CCS industry and transformation (9%)
- CCS power generation (10%)
- Nuclear (6%)
- Renewables
- Power generation efficiency and fuel switching (7%)
- End use fuel switching (11%)
- End use electricity efficiency (12%)
- End use fuel efficiency (24%)

BRON: COPYRIGHT OECD/IEA, 2008

Pas daarna komen duurdere opties aan bod zoals CCS in de industrie en alternatieve transportbrandstoffen. In vergelijking tot het *business-as-usual* scenario zijn maatregelen ter verbetering van de energie-efficiëntie goed voor 36 tot 54% van de emissiereducties

Maatregelen ter verbetering van de energie-efficiëntie zijn goed voor 36 tot 44% van de emissiereducties in de ACT en BLUE scenario's

De transportsector kan op termijn een deel van het fossiele grondstoffengebruik inruilen voor elektriciteit.

in de ACT en BLUE scenario's. CCS levert 14 tot 19% van de emissiereducties. Hernieuwbare energietechnologieën zijn goed voor 21% en nucleaire energie zorgt voor een reductie van de emissies met 6%. Figuur 2-2 toont de te realiseren reductie onder het BLUE scenario als het verschil in emissies met de baseline emissies of de *business-as-usual* emissies. De figuur presenteert het relatieve belang van verschillende technologieën en technologische trajecten in het dichteren van dit verschil van 48 Gt CO₂ in 2050 (62 Gt volgens het business-as-usual scenario tegenover 14 Gt volgens BLUE).

DE PRODUCTIE VAN ELEKTRICITEIT IN 2050

De elektriciteitssector is een belangrijk en flexibel deel van het globale energiesysteem. Fossiele energiebronnen, uranium en de energie beschikbaar in de natuur worden omgezet naar een homogeen energieproduct klaar voor consumptie. De energie in elke geproduceerde kWh bestond al in een ander formaat.

Het belang van elektriciteit kan in de toekomst sterk wijzigen omdat een sector zoals de transportsector op termijn een deel van het fossiele grondstoffengebruik kan inruilen voor elektriciteit. Ook in de residentiële sector kan elektriciteit een opmars maken indien de prijzen van fossiele energie terug sterk zouden stijgen.

Tabel 2-1 schetst een beeld van de productie van elektriciteit in 2050 volgens enkele scenario's van het IEA. Ook het relatieve aandeel van elke technologie in de totale productie is terug te vinden in de tabel, evenals de totale CO₂-emissies per scenario en de *carbon values*. De *carbon values* van 50 en 200 \$ voor ACT en BLUE met CCS zijn reeds besproken in het voorgaande deel. Als CCS niet doorbreekt, stijgen de *carbon values* echter fors naar 76 \$ voor de ACT doelstelling zonder CCS en naar 394 \$ voor de BLUE doelstelling zonder CCS. CCS is dan ook cruciaal voor het transitie- of klimaatbeleid.

TABEL 2-1: DE PRODUCTIE VAN ELEKTRICITEIT IN ACT EN BLUE

Productie (TWh/jr)	2005	Baseline 2050	ACT Map	ACT no CCS	BLUE Map	BLUE no CCS
Nucleair	2 771	3 884	7 336	7 336	9 857	9 857
Oil	1 186	1 572	882	832	133	123
Steenkool	7 334	25 825	949	2 531	0	353
Steenkool + CCS	0	3	4 872	0	5 468	0
Gas	3 585	10 557	9 480	12 696	1 751	4 260
Gas + CCS	0	83	1 962	0	5 458	0
Waterkracht	2 922	4 590	5 037	5 020	5 260	5 504
Biomassa en afval	231	1 682	1 578	2 124	1 617	3 918
Biomassa + CCS	0	0	402	0	835	0
Geothermie	52	348	934	937	1 059	1 059
Wind	111	1 208	3 607	4 654	5 174	6 743
Getijdenenergie	1	10	111	111	413	2 0389
Zonne-energie	3	167	2 319	2 565	4 754	5 297
Waterstof	0	4	1	0	559	517
Totaal	18 196	49 934	39 471	38 807	42 340	40 021
Aandeel (%)	2005	Baseline 2050	ACT Map	ACT no CCS	BLUE Map	BLUE no CCS
Nucleair	15	8	19	19	23	25
Oil	7	3	2	2	0	0
Steenkool	40	52	2	7	0	1
Steenkool + CCS	0	0	12	0	13	0
Gas	20	21	24	33	4	11
Gas + CCS	0	0	5	0	13	0
Waterkracht	16	9	13	13	12	14
Biomassa en afval	1	3	4	5	4	10
Biomassa + CCS	0	0	1	0	2	0
Geothermie	0	1	2	2	3	3
Wind	1	2	9	12	12	17
Getijdenenergie	0	0	0	0	1	6
Zonne-energie	0	0	6	7	11	13
Waterstof	0	0	0	0	1	1
Totaal	100	100	100	100	100	100
CO ₂ emissies in 2050 (Gt CO ₂ per jaar)	27 (2005)	62	27	31.3	14	20.4
Marginale reductiekost (\$/ton CO ₂)			50	76	200	394

BRON: IEA (2008). ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES, P.85

In het referentie- of *business-as-usual* scenario stijgt de productie van elektriciteit met 170% tussen 2005 en 2050

In het referentie- of *business-as-usual* scenario stijgt de productie van elektriciteit met ongeveer 170% tussen 2005 (18 196 TWh) en 2050 (49 934 TWh). In dezelfde periode stijgen de CO₂-emissies met 130%, namelijk van 27 tot 62 Gt CO₂. Om deze expansie van het elektriciteitssysteem mogelijk te maken, zijn enorme investeringen noodzakelijk. In het referentiescenario wordt stevig geïnvesteerd in hernieuwbare energie – zolang deze investeringen zichzelf terugverdienen in een markt zonder een prijs voor CO₂-reducties – maar de sterke toename van de elektriciteitsproductie uit fossiele energie maakt dat het aandeel van de moderne hernieuwbare energietechnologieën zoals wind en PV in 2050 beperkt blijft.

In het referentiescenario stijgt het aandeel van steenkool van 40% in 2005 naar 52% in 2050.

In het referentiescenario stijgt het aandeel van steenkool van 40% in 2005 naar 52% in 2050. Er wordt niet geïnvesteerd in CCS en de productie van elektriciteit uit steenkoolcentrales stijgt fors van 7 334 TWh in 2005 naar 25 825 TWh in 2050. Dit is een toename van 250% in 45 jaar.

Het aandeel van gas stijgt in het *business-as-usual* scenario lichtjes van 20% in 2005 naar 21% in 2050. Steenkool en gas zijn samen goed voor 73% van de elektriciteitsproductie. Hierdoor krimpt het relatieve aandeel van de andere energiebronnen, met uitzondering van biomassa en wind. Het aandeel van nucleaire energie valt fors terug van 15% in 2005 naar 8% in 2050. Voor elektriciteit uit waterkracht is er een vergelijkbare relatieve terugval: van 16% in 2005 naar 9% in 2050.

In het referentiescenario vertienvoudigt de productie van elektriciteit uit windturbines tussen 2005 en 2050 van 111 tot 1 208 TWh per jaar. In dezelfde periode stijgt ook de productie van elektriciteit uit zonne-energie zeer sterk – van 3 TWh in 2005 naar 167 TWh in 2050 – maar dit volstaat niet om zelfs maar 1% van de totale productie in het referentiescenario te voorzien.

Tabel 2-1 schetst vervolgens een beeld van de elektriciteitsproductie in twee ACT scenario's en in twee BLUE scenario's²². De productie van elektriciteit ligt in de beide ACT scenario's aanzienlijk lager dan in het referentiescenario – tot 23% lager in ACT zonder CCS – maar is veel hoger dan de productie in 2005. In beide BLUE scenario's is de productie van elektriciteit ook lager dan in het referentiescenario maar wel hoger dan in beide ACT scenario's. In BLUE Map is de productie van elektriciteit in 2050 zelfs 7% hoger dan in ACT Map. Dit mag paradoxaal lijken want BLUE is vanuit ecologisch oogpunt veel ambitieuzer dan ACT. In BLUE stijgt echter het belang van elektriciteit in het totale

²² In ETP 2008 worden daarnaast nog andere ACT en BLUE scenario's uitgewerkt.

Voor de nucleaire sector bieden de ACT en BLUE scenario's positieve vooruitzichten, op voorwaarde dat steenkool verdwijnt uit de elektriciteitssector.

Wie enig besef heeft van de beschikbare steenkoolvoorraden in landen zoals China, stelt zich de vraag hoe representatief toekomstscenario's zonder steenkool wel mogen zijn...

Hernieuwbare technologieën worden in ACT en BLUE relatief belangrijk op voorwaarde dat de wereld geen steenkool gebruikt zonder CCS.

Vanuit een globaal perspectief concurreert windenergie vooral met CCS en niet zozeer met nucleaire energie.

In 2050 zal het aandeel van de hernieuwbare energietechnologieën in de elektriciteitsproductie toenemen tot 18 à 35% in de ACT scenario's, en tot 46% in de BLUE scenario's.

energiesysteem, ten nadele van het gebruik van fossiele brandstoffen in de industrie en transportsector. Plug-in hybrides en elektrische voertuigen verbruiken weinig ofwel geen benzine of diesel maar doen de vraag naar elektriciteit stijgen (in vergelijking met een voertuigenpark op basis van conventionele verbrandingsmotoren).

Voor de nucleaire sector bieden de ACT en BLUE scenario's positieve vooruitzichten. Mits het bestaan van een maatschappelijk draagvlak voor investeringen in nucleaire energie, stijgt het relatieve aandeel van kernenergie in de productie van elektriciteit van 15% in 2005 naar 19% in 2050 onder de ACT scenario's en naar 23 tot 25% in 2050 volgens de BLUE scenario's. Hiermee realiseert de nucleaire sector het grootste relatieve aandeel van alle productietechnologieën in BLUE. Dit komt neer op een nucleaire elektriciteitsproductie tussen 7 336 en 9 857 TWh in 2050. De tabel leert ons tevens dat een nucleaire expansie alleen uit de bus komt *wanneer steenkool als grondstof verdwijnt uit de elektriciteitssector*. In de scenario's met CCS weegt steenkool nog 12 à 13% wat in 2050 neerkomt op een elektriciteitsproductie onder het niveau van 2005. Wie enig besef heeft van de beschikbare steenkoolvoorraden in landen zoals China, stelt zich ongetwijfeld de vraag hoe representatief dergelijke scenario's wel mogen zijn. Het al dan niet afbouwen van de steenkoolcapaciteit is ook voor andere sectoren van groot belang. Hernieuwbare technologieën worden in ACT en BLUE globaal relatief belangrijk op voorwaarde dat de wereld geen steenkool zonder CCS gebruikt. Nucleaire energie concurreert niet tegen hernieuwbare energie. Nucleaire en hernieuwbare energie concurreren samen tegen steenkool en vooral tegen CCS.

In het BLUE scenario zonder CCS is windenergie goed voor 17% of een productie van 6 743 TWh. Hieruit blijkt andermaal dat – vanuit een globaal perspectief – windenergie vooral concurreert met CCS en niet zozeer met nucleaire energie.

Het IEA voorziet tegen 2050 dat het aandeel van hernieuwbare energietechnologieën in de elektriciteitsproductie zal toenemen tot 18 à 35% in de ACT scenario's, en tot 46% in de BLUE scenario's. Het grote aandeel van waterkrachtcentrales is opgenomen in deze cijfers. Hiermee wegen de hernieuwbare energietechnologieën in 2050 bijna het dubbele van nucleaire energie. Steenkool en gas zijn in BLUE goed voor 12 tot 30% van de totale elektriciteitsproductie. Het contrast met het referentiescenario is dan ook enorm.

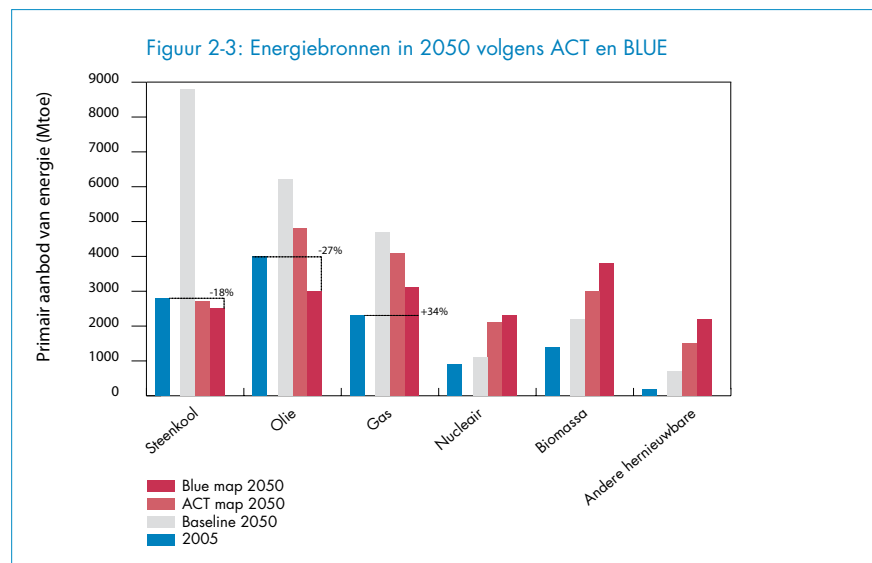
In het BLUE Map scenario zal de variabele hernieuwbare productie van elektriciteit – vooral wind- en zonne-energie – ongeveer 20% van de totale elektriciteit produceren. De elektriciteitsnetten dienen voorbereid te worden op deze variabiliteit. Er dient

In het BLUE Map scenario zal de variabele hernieuwbare productie van elektriciteit – vooral wind- en zonne-energie – ongeveer 20% van de totale elektriciteit produceren. De elektriciteitsnetten dienen voorbereid te worden op deze variabiliteit.

ook geïnvesteerd te worden in back-up en opslaginstallatie voor windstille en donkere periodes met een hoge vraag naar elektriciteit. Het IEA voorziet dat tegen 2050 ongeveer 1 000 GW gascapaciteit stand-by gehouden zal worden als back-up. Momenteel wordt de back-up vooral voorzien door oude gascentrales waarvan de levensduur gerekend wordt om andere back-up investeringen te vermijden. Tegen 2050 zullen heel wat nieuwe back-up centrales moeten bijgebouwd worden.

DE WERELD DRAAIT TERUG OP BIOMASSA...

Met ACT en BLUE zal de globale uitstoot van broeikasgassen in 2050 gestabiliseerd of gehalveerd worden. Betekent dit dat het fossiele systeem plaats ruimt voor een ander en vooral een duurzamer energiesysteem en vervangen wind en zon onze afhankelijkheid van olie? Figuur 2-3 biedt een kijk op de evolutie van het belang van elke energiebron volgens enkele scenario's. De blauwe balkjes links presenteren het belang in 2005 van elke energiebron in miljoen ton olie-equivalenten (Mtoe).



BRON: COPYRIGHT OECD/IEA, 2008

In het *business-as-usual* scenario is steenkool in 2050 veel belangrijker dan olie en gas. In ACT en BLUE krimpt het aandeel van steenkool dan weer enorm en worden de enorme voorraden niet benut. Hierbij kunnen grote vraagtekens geplaatst worden.

In BLUE komt gas als de fossiele winnaar uit de bus. Biomassa wordt echter de dominante energiebron.

In het *business-as-usual* scenario – de grijze balkjes in de figuur – stijgt het belang van de fossiele brandstoffen in het totale energiesysteem zeer sterk. In 2050 is steenkool veel belangrijker dan olie en gas. In dit scenario stijgt ook de primaire productie uit nucleaire energie, uit biomassa en uit andere hernieuwbare energiebronnen (waaronder waterkracht) tegenover de beginsituatie in 2005. Biomassa of het totaal van plantaardige brandstoffen is in 2005 overigens al aanzienlijk belangrijker dan nucleaire energie en levert een primaire energieproductie equivalent aan de helft van de energie uit aardgas. Vergeleken met het *business-as-usual* scenario krimpt het belang van steenkool enorm in zowel ACT als BLUE. In vergelijking tot het niveau in 2005 zorgt ACT vooral voor een stabilisatie van de primaire energieproductie uit steenkool. In BLUE daalt de energieproductie uit steenkool met 18% ten opzichte van de productie in 2005. In dit scenario is steenkool ongeveer even belangrijk als nucleaire energie en minder belangrijk dan biomassa. Aan het gebruik van steenkool wordt in BLUE dan ook nog CCS gekoppeld zodat de CO₂-emissies uit steenkool quasi integraal gebannen worden uit de atmosfeer. Dit betekent dus dat in ACT en BLUE de enorme globale voorraden steenkool in 2050 maar in beperkte mate aangesproken worden, en dat de bestaande consumptie van steenkool tegen dan voorzien is van CCS. Zoals reeds gesteld kunnen hierbij zeer grote vraagtekens geplaatst worden.

Figuur 2-3 toont een vergelijkbare evolutie voor olie hoewel hier de verschillen tussen ACT en BLUE veel groter zijn. Met BLUE daalt de energieproductie uit olie met 27% in vergelijking tot 2005 terwijl in het ACT scenario de energieproductie uit olie wel toeneemt in vergelijking tot 2005. In BLUE is aardolie relatief belangrijker dan nucleaire energie maar minder belangrijk dan biomassa. Gas komt hoe dan ook als de fossiele winnaar uit de bus. Zelfs in BLUE stijgt de energieproductie uit gas met 34% ten opzichte van 2005. In vergelijking tot het *business-as-usual* scenario daalt de energieproductie uit gas dan weer zeer sterk. In ACT ligt de energieproductie van gas echter vrij dicht bij het niveau in het *business-as-usual* scenario.

Hoe dan ook, in 2050 wordt er zeer spaarzaam omgesprongen met de fossiele grondstoffen. Biomassa wordt in Figuur 2-3 de dominante energiebron in 2050 volgens BLUE. Of beter; biomassa wordt terug de dominante energiebron na een korte onderbreking door de opkomst van steenkool, aardolie en aardgas. Biomassa was tot 1870 de dominante energiebron en werd dan ingehaald door steenkool. Rond 1850 leverde biomassa zelfs nog 85% van de primaire energie. De 'comeback' van biomassa in BLUE contrasteert met de populaire visies waarin de wind en de zon relatief snel het energiesysteem zul-

De 'comeback' van biomassa in BLUE contrasteert met de populaire visies waarin de wind en de zon relatief snel het energiesysteem zullen domineren.

We evolueren naar een energiesysteem waarin het relatieve aandeel van de verschillende energiebronnen convergeert.

In BLUE is het fossiele systeem met een aandeel van ongeveer 55% veel minder dominant dan nu. Het fossiele systeem blijft wel overeind.

len domineren. Hiervoor blijft het echter wachten tot na 2050. In BLUE zijn alle andere hernieuwbare energietechnologieën samen ongeveer half zo belangrijk als biomassa. Ook in ACT wordt biomassa in 2050 al belangrijker dan steenkool. Biomassa wint ook al fors aan belang in het *business-as-usual* scenario – meer dan een verdubbeling tegenover 2005 – en de sprongen van dit scenario naar ACT en BLUE lijken eerder beperkt. Toch mogen we niet uit het oog verliezen dat in BLUE tussen nu en 2050 ongeveer vier keer meer energie gehaald dient te worden uit biomassa. Dit is op zich al een uitdaging en tegen 2050 stijgt de wereldbevolking tot 8 à 9 miljard waardoor de productie van voedsel en veevoeders minimaal dient te verdubbelen. Momenteel eten 2 à 3 miljard mensen veel – of eerder te veel – en deze groep zal meer dan verdubbelen tegen 2050. Er komt dus grote concurrentie voor elke vierkante meter grond die gebruikt kan worden voor landbouw of energietoepassingen.

Globaal schetst Figuur 2-3 vooral een evolutie naar een energiesysteem waarin het relatieve aandeel van de verschillende energiebronnen vooral convergeert. Met BLUE zijn alle energiebronnen in 2050 min of meer even belangrijk. Alleen tussen biomassa en de andere hernieuwbare energietechnologieën is de kloof vrij groot. Het fossiele systeem is met een aandeel van ongeveer 55% in 2050 veel minder dominant dan nu maar blijft wel overeind.

De energietransitie lijkt de bestaande verschillen in het relatieve belang van de energiebronnen dus sterk te beperken. Wordt de energietransitie een succes – zoals in het BLUE scenario – dan gebruiken we in 2050 nog niet de helft van de fossiele grondstoffen die we consumeren in het *business-as-usual* scenario. Met deze spaarzaamheid verschuiven we de komst van de pijnlijke fossiele schaarste ongetwijfeld met enkele decennia.



VOORSTEL

Beleidsmakers dienen na te gaan of het bestaande potentieel voor energiebesparingen en energie-efficiëntie wel optimaal benut wordt. Dit potentieel dient vervolgens op een kostenefficiënte manier aangeboord te worden.

VOORSTEL

Zonder CCS is een ambitieuze CO₂-reductie zo goed als uitgesloten. Participatie aan CCS-demoprojecten is een must voor bedrijven die in deze sector later een business willen uitbouwen.

VOORSTEL

Een beleid dat vertrekt van een technologische selectiviteit of favoritisme – bijvoorbeeld zonder nucleaire energie of zonder CCS – zal niet toelaten om de ambitieuze globale reductiedoelstellingen te realiseren. Het heeft dan ook geen zin om op nationaal niveau een beleid te ontwikkelen dat bepaalde technologieën a priori elimineert.

03

CONCLUSIES



De hoge investeringskost van de energietransitie noodzaakt het mobiliseren van de private sector met sterke incentives zoals carbon values. Het inzetten van globale carbon values minimaliseert de kost van de energietransitie.

Elke modeloefening heeft belangrijke beperkingen. De energietransitie zal dan ook moeizamer verlopen dan in de projecties van het IEA.

De analyses van het IEA leren ons dat de energietransitie een realiteit kan worden.

Alleen het globaal inzetten van de marktkrachten kan de transitie-investeringen uitlokken. De private sector zal moeten investeren of er komt nooit een energietransitie.

De analyses van het IEA leren ons dat de energietransitie een realiteit kan worden. Een ambitieus klimaatbeleid met een halvering van de broeikasgasemissies tegen 2050 behoort tot de mogelijkheden. Het IEA becijfert de minimale bijkomende investeringskost van de energietransitie tegen 2050 op 17 000 tot 45 000 miljard \$, afhankelijk van de beoogde reductiedoelstelling. Alleen het globaal inzetten van de marktkrachten kan deze investeringen uitlokken. De private sector zal moeten investeren of er komt nooit een vorm van energietransitie. Geen enkel land – en ook niet de G8 – kan zelfs maar een tiende van 45 000 miljard \$ exclusief vrijmaken voor energie-investeringen tussen nu en 2050.

Een investering mag niet verward worden met een kost. Het IEA becijferde dat de totale transitie-investeringen zichzelf in nominale termen meer dan terugverdienen tegen 2050. Er is immers een enorm potentieel voor zeer goedkope efficiëntie-investeringen die leiden tot grote uitgespaarde brandstofkosten in de decennia die volgen na de investering. Zelfs met een discontovoet van 3% zijn de uitgespaarde brandstofkosten bij ACT groter dan de initiële investeringen. De energietransitie lijkt dan ook de evidentie zelve...

Het modelwerk van het IEA is zeer verdienstelijk maar het enthousiasme voor al onze technologische mogelijkheden tussen nu en 2050 doet vergeten dat heel wat bijzondere voorwaarden gekoppeld zijn aan het realiseren van de ACT en BLUE scenario's.

We kunnen vijf aandachtspunten onderscheiden;

1. het model veronderstelt dat een globaal transitiebeleid wordt gevoerd tussen nu en 2050 (wat neerkomt op het vervangen van verbale intenties door ingrijpende acties);
2. het model is gebaseerd op het globaal inzetten van de optimale *carbon values*;
3. het model kent geen kapitaalschaarste en alle investeerders opereren in een wereld met perfecte informatie;
4. in het model hebben zowel de *carbon values* als de fiscale ontvangsten uit de *carbon values* geen impact op de economische dynamiek;
5. het model veronderstelt dat elke energiebeslissing genomen wordt vanuit een CO₂-finaliteit; alle andere aspecten van energiegebruik blijven onderbelicht.

Momenteel voeren enkele landen een nationaal transitiebeleid waarbij vooral ingespeeld wordt op nationale kenmerken. Zweden mikt niet toevallig op bio-energie en Duitsland zoekt de transitie eerder in *engineering*. De hoge energieprijzen van 2007 en 2008 hebben gezorgd voor een versnelling maar de lage energieprijzen van 2009 en

Onder welke voorwaarden zullen landen als China en India, en ook de Verenigde Staten bereid zijn om af te zien van het gebruik van steenkool?

De fiscale opbrengsten uit de *carbon values* kunnen als pasmunt gebruikt worden om aarzelende landen over de streep te trekken.

China is gelukkig een land met een lange termijnstrategie inzake industrieel beleid.

In een pragmatische aanpak introduceren beleidsmakers eerst lage *carbon values* om permanent te evalueren hoe het economische systeem reageert op deze prijsprykkels

vooral de harde recessie dreigen veel roet in het eten te gooien. Een succesvolle transitie volgens BLUE is alleen mogelijk mits CCS en een sterke beperking van het steenkoolverbruik. Onder welke voorwaarden zullen landen als China en India, en ook de Verenigde Staten bereid zijn om af te zien van het gebruik van steenkool? Intussen worden nieuwe steenkoolcentrales bijgebouwd en dit kapitaal zal nog een hoge marktwaarde hebben in 2050. Welke compensatie zal geboden moeten worden aan deze kapitaal-eigenaars om hun installaties zonder CCS te sluiten? Het is natuurlijk niet de taak van het IEA om deze vragen expliciet te beantwoorden in ETP2008. Ooit moeten deze vragen wel beantwoord worden. Vanuit dit perspectief zijn zowel ACT als BLUE zeer radicale scenario's. De enige pragmatische optie ligt in het aanwenden van de fiscale opbrengsten uit de *carbon values* als pasmunt om weigerachtige of aarzelende landen over de streep te trekken. Rekening houdend met de te verwachten kapitaalverliezen en opportuiniteitskosten bij het afzien van verdere steenkoolinvesteringen, mag er heel wat pasmunt voorzien worden. Zonder een dergelijke constructie is de kans op een krachtig globaal transitiebeleid tussen nu en 2050 gelijk aan 0%. Met veel pasmunt behoort een vorm van transitiebeleid wel tot de mogelijkheden. China is gelukkig een land met een lange termijnstrategie inzake industrieel beleid. En als het Westen zo vriendelijk is om een verbetering van het Chinese energiesysteem te financieren zodat de Chinese steenkoolvoorraden gespaard kunnen blijven voor later en de Chinese economie nog competitiever wordt, *why not?* Wellicht zullen vooral de Westerse bedrijven een dergelijke constructie hard bestrijden. Moet het transitiebeleid de opkomst van Azië immers nog verder versnellen?

De transitieperspectieven van ACT en BLUE minimaliseren de transitiekost door het introduceren van de optimale *carbon values*. Deze zijn makkelijk te berekenen in een computermodel waarin de energieprijzen evolueren volgens een lineair patroon. De realiteit verschilt fundamenteel van de assumpties van de computermodellen zodat de becijferde *carbon values* wellicht niet representatief zijn. Dit is op zich geen drama. In een pragmatische aanpak introduceren beleidsmakers eerst lage *carbon values* om permanent te evalueren hoe het economische systeem reageert op deze prijsprykkels. De *carbon values* worden dan systematisch opgetrokken om tegen 2050 in de buurt van de beoogde reductiedoelstelling te kunnen komen. In het proces om niet-Kyoto landen mee aan boord te krijgen, is een dergelijke aanpak natuurlijk problematisch; we weten immers niet welke *carbon values* effectief ingezet zullen worden. Uit de modellen van

Carbon values lokken een kosteneffectief transitiebeleid uit. Ideaal vanuit welvaartsoogpunt maar niet optimaal voor lobbyisten.

Door de recessie van 2009 en 2010 is de kapitaalschaarste problematisch voor zowat alle sectoren.

Zonder perfecte informatie kan een ambitieuze reductiedoelstelling tot 40% duurder uitvallen.

het IEA komen *carbon values* tussen 50 en 500 \$ maar in de realiteit zijn wellicht veel hogere waarden nodig. Deze onzekerheid kan vele landen doen aarzelen. Gelukkig liggen de gemiddelde reductiekosten veel lager.

Het is wat te vrijblijvend om te praten over emissiereductiedoelstellingen zonder duidelijkheid over de kostprijs van de noodzakelijke instrumenten. Het is ongetwijfeld makkelijker om niet-Kyoto landen te werven voor een transitieproject met vooraf bepaalde en stabiele *carbon values* waarvan een groot deel van de opbrengst stroomt van West naar Oost en van Noord naar Zuid. *Carbon values* lokken een kosteneffectief transitiebeleid uit en vanuit een welvaartsoogpunt is dit natuurlijk wat we willen. Niet iedereen zal even enthousiast zijn over een kostenefficiënt transitiebeleid. Economische agenten kijken vooral naar het private rendement van hun private investeringen en de aanbieders van zeer dure technologieën zullen zich hard inspannen om ook andere criteria dan kosteneffectiviteit door te laten wegen. Hierdoor wordt het transitiebeleid voor de rest van de maatschappij aanzienlijk duurder. Het is een utopie om te verwachten dat elk land zich volledig schaaft achter de *carbon values* en kostenefficiëntie, maar op termijn zal dit moeten gebeuren omdat het subsidiëren van dure technologieën niet houdbaar is. Het energielandschap van ACT en BLUE zal dan ook moeilijk te benaderen zijn tegen 2050.

De modellen van het IEA werken met perfecte informatie voor alle economische agenten en kennen geen kapitaalschaarste. Dit zijn evidente assumpties voor een technologisch model maar de realiteit werkt anders. Door de recessie van 2009 en 2010 is de kapitaalschaarste problematisch voor zowat alle sectoren. Hierdoor dreigt de energietransitie hoe dan ook vertraagd te worden, ongeacht de bereidheid om globaal in te zetten op *carbon values*. Zonder perfecte informatie wordt de transitie duurder. Economen die zich toeleggen op het inschatten van de waarde van perfecte informatie, stellen veelal dat zonder perfecte informatie een ambitieuze reductiedoelstelling tot 40% duurder kan uitvallen. Dergelijk cijferwerk is vooral indicatief maar in het geval van het BLUE scenario komt een bijkomende investeringskost van 40% neer op nog eens 18 000 miljard \$ (of de noodzakelijke bijkomende investeringen volgens het ACT scenario).

Carbon values en de transitie hebben een impact op de prijzen van energieproducten en energiediensten. Het IEA becijfert deze impact maar integreert deze analyse niet in een globaal economisch model. In een dergelijk economisch model kan de impact van energieprijzen op de economische activiteit in kaart gebracht worden. Doen ho-

Andere modeloefeningen suggereren dat *carbon values* zoals in het BLUE scenario het wereld-BBP kunnen doen krimpen met 7% tegen 2050.

Mocht de economie net sneller groeien door de energietransitie, dan is de economische kost van de transitie lager dan het gecijferde verschil tussen energie-investeringen en uitgespaarde brandstofkosten.

gere energieprijzen de economie krimpen of net groeien? Andere modeloefeningen – bijvoorbeeld door EPRI- suggereren dat *carbon values* zoals in het BLUE scenario het wereld-BBP kunnen doen krimpen met 7% tegen 2050. Dit betekent dat een deel van de geaccumuleerde economische groei opgeofferd wordt aan het klimaatbeleid. Belangrijker is dat de wereldeconomie per saldo tussen 2005 en 2050 wel sterk groeit, alleen niet zo sterk mocht er geen klimaatbeleid zijn. Mocht de economie net sneller groeien door de energietransitie, dan is de economische kost van de transitie lager dan het gecijferde verschil tussen energie-investeringen en uitgespaarde brandstofkosten. De jaarlijkse investeringsuitgaven met BLUE zijn volgens het IEA gelijk aan ongeveer 1,1% van het wereld BBP tussen nu en 2050. Het kan finaal meer zijn, maar ook minder...De vragen zijn makkelijk te formuleren maar de antwoorden zijn afhankelijk van vele factoren. Tussen 2004 en 2008 stegen de fossiele energieprijzen aanzienlijk tot zelfs bruusk, maar bleef de wereldeconomie ongestoord verder groeien met 4 tot 5% per jaar. In de zomer van 2008 deden de energieprijzen echt pijn en kromp bijvoorbeeld het aantal gereden kilometers op een ongeziene wijze. Een dergelijk fenomeen kan zich natuurlijk ook op macroschaal voordoen tussen nu en 2050 indien zeer hoge *carbon values* geïntroduceerd worden in de wereldeconomie. Als de reële economie werkelijk zou krimpen als gevolg van het transitiebeleid, dan stijgt de kost van dit transitiebeleid. De investeringsuitgaven onder ACT en BLUE plaatsen de 'kost' van het transitiebeleid dus in een verhaal van een continue economische groei, ook met *carbon values* tot 500 \$ per ton CO₂.

Transitiebeleid impliceert het ontwikkelen van een strategie op lange tot zeer lange termijn. Politici die mee gestalte geven aan het begin van de transitie door het lanceren van de juiste marktinstrumenten, kunnen dit moeilijk electoraal verzilveren. Althans, dit is de perceptie. Beleidsmakers die de rapporten van het IEA grondig bestuderen, moeten uiteindelijk niet veel meer doen dan *carbon values* loslaten in de economie. De *carbon values* klaren de klus op lange termijn en beleidsmakers moeten zorgen dat de gegeneerde fiscale ontvangsten zo goed mogelijk besteed worden. Als een deel van deze fiscale ontvangsten besteed kan worden aan nuttige projecten met een voldoende zichtbaarheid, is iedereen tevreden.

Het grote voordeel van het prijsinstrument is de geboden stabiliteit.

Praten over doelstellingen die andere landen moeten halen, brengt op zich geen geld op.

Strategische technologische keuzes beginnen best van een complete levenscyclusanalyse (LCA) waarin naast CO₂-reducties ook andere parameters opgenomen worden.

Het grote voordeel van het prijsinstrument is de geboden stabiliteit. Energieheffingen worden geïntroduceerd en blijven dan lang bestaan. Heel wat mensen vergeten achteraf waarom de heffingen oorspronkelijk geïntroduceerd werden. Dit kan ook zo evolueren met de *carbon values*; iemand moet er mee beginnen, maar eens ze er zijn, zijn ze er voor een lange tijd en intussen blijft de wereld draaien. Een stabiel marktinstrument dat fiscale inkomsten genereert kan op termijn belangrijker zijn dan de evolutie van de klimaatonderhandelingen. Praten over doelstellingen die andere landen moeten halen, brengt op zich geen geld op.

Het volledig oriënteren van het transitiebeleid op CO₂-reducties is een logische keuze, maar een ernstige evaluatie van energietechnologieën vraagt natuurlijk een meer complete analyse. Elke technologie heeft voor- en nadelen. Technologische keuzes hebben consequenties op lange termijn want heel wat kapitaal in de energiesector wordt 50 tot zelfs 100 jaar gebruikt. Strategische technologische keuzes beginnen best van een complete levenscyclusanalyse (LCA) waarin naast CO₂-reducties ook andere parameters opgenomen worden. In de BLUE scenario's kwam biomassa uit de bus als de dominante energiebron in 2050. Dit resultaat is het gevolg van het gevoerde CO₂-reductiebeleid waarin de nadelen van het massaal inzetten op biomassa bij wijze van spreken alleen maar als voetnoot vermeld worden. Deze mogelijke nadelen – bijvoorbeeld voor de biodiversiteit en andere emissies dan CO₂ – zullen systematisch naar boven komen tussen nu en 2050 waardoor het globale parcours van biomassa sterk kan afwijken van de predicties in BLUE.



DEEL 3

**HERNIEUWBAAR,
FOSSIEL OF VOORAL
EFFICIËNT?**

01

INLEIDING



Hernieuwbare energie heeft een enorm potentieel, zelfs op korte termijn. De toekomstige ontwikkeling van de hernieuwbare capaciteit zal vooral afhangen van het overwinnen van niet-economische barrières en van de integratie in bestaande netwerken en systemen.

In een kostenefficiënt transitiebeleid zullen vooral waterkracht, biogas en windenergie een sterke expansie kennen. De meeste hernieuwbare energiebronnen hebben enkele intrinsieke beperkingen – energiedichtheid, energie-opslag en lage capaciteitsfactoren – zodat een gediversifieerd energiesysteem met fossiele componenten de enige optie voor de toekomst is.

Door de lage efficiëntie van het huidige fossiele park, bestaan er tevens aanzienlijke relatief goedkope CO₂-reductieopties binnen het fossiele systeem. Alleen investeringen in energiebesparingen en energie-efficiëntie bieden goedkopere CO₂-reductieopties. Het organiseren van concurrentie tussen de verschillende CO₂-reductieopties garandeert een energietransitie aan de laagste kostprijs.

In het BLUE scenario van het IEA levert hernieuwbare energie in 2050 bijna 50% van de globale elektriciteitsproductie.

De vraag kan gesteld worden of de inefficiëntie van het huidige fossiele systeem net de dominantie van koolstof zal bevestigen?

Het fossiele systeem is dominant maar niet marktverlammend. Hernieuwbare energie zit in de lift en zal een belangrijke rol spelen in de transitie scenario's tot 2050. In 2009 is hernieuwbare energie goed voor ongeveer 21% van de globale elektriciteitsproductie, bijna 5% van de globale vraag naar warmte en iets meer dan 1% van het aanbod van transportbrandstoffen. Naar verwachting zullen deze aandelen stijgen. In het BLUE scenario van het IEA levert hernieuwbare energie in 2050 zelfs bijna 50% van de globale elektriciteitsproductie.

De moderne hernieuwbare energietechnologieën kampen met enkele belangrijke barrières en dienen dan ook ondersteund te worden. Zonder deze ondersteuning zal de verspreiding van moderne hernieuwbare energietechnologie ontgoochelen. In dit deel staan we stil bij de verschillende barrières voor alternatieve energiesystemen. Ook het beschikbare potentieel voor hernieuwbare energietechnologieën komt aan bod, evenals de beperkte benutting van dit potentieel. Voor de belangrijkste hernieuwbare energietechnologieën kijken we naar het verband tussen de benutting van het beschikbare potentieel in verhouding tot de geboden productiesubsidies. Deze analyse is gebaseerd op *Deploying Renewables*, een ander rapport van het IEA uit 2008. Hierbij rijst de vraag hoe de conclusies van dit rapport aansluiten bij de resultaten uit *Energy Technology Perspectives*. Om af te ronden, wordt de vraag gesteld of de inefficiëntie van het huidige fossiele systeem net de dominantie van koolstof zal bevestigen? Wat zou dit kunnen betekenen voor de ontplooiing van hernieuwbare energietechnologieën? Om deze vraag te beantwoorden, hanteren we onder andere het perspectief van de kosteneffectiviteit op basis van de kostprijs per vermeden ton CO₂.

02

HET VERGELIJKEN VAN TECHNOLOGIEËN



Een transparante kostenvergelijking van energietechnologieën blijft moeilijk omwille van subsidies en externe kosten. De meest representatieve vergelijkingen concluderen dat hernieuwbare energietechnologieën zeker bij hoge elektriciteitsprijzen al relatief 'marktcompetitief' zijn. Bij lage elektriciteitsprijzen blijven productiesubsidies echter noodzakelijk voor de meeste hernieuwbare energietechnologieën.

De huidige productiesubsidies blijken aanzienlijk hoger te zijn dan nodig om de kostenkloof met fossiele of nucleaire technologieën te dichten. Hierdoor kunnen investeerders in hernieuwbare capaciteit mooie winsten realiseren, zeker in tijden met hoge elektriciteitsprijzen.

Feed-in tarieven zijn vaste vergoedingen per geproduceerde kWh groene elektriciteit.

Carbon values bieden in het beste geval dus een indirecte ondersteuning voor hernieuwbare energie

Een *carbon value* op CO₂ kan gemotiveerd worden als een correctie van klimaatkosten

Hernieuwbare energiediensten zijn meestal duurder dan fossiele energiediensten en dit kostenverschil motiveert ondersteuning met mechanismen zoals productiesubsidies of productiequota. Enkele Europese landen experimenteren al dertig jaar met verschillende ondersteuningsmechanismen. Zeker in het laatste decennium is het niveau van de productiesubsidies sterk toegenomen in de meeste rijke landen. De belangrijkste subsidiemechanismen voor groene elektriciteit zijn *Feed-in* tarieven en systemen van groene stroomcertificaten. *Feed-in* tarieven zijn vaste vergoedingen per geproduceerde kWh groene elektriciteit. De kostprijs van deze subsidies wordt doorgerekend in de prijs per kWh. De eindgebruiker betaalt dus de rekening waardoor het instrument geen kost meebrengt voor de overheid. Overheden die opteren voor dit subsidie-instrument dienen steeds af te wachten hoe de markt reageert. Indien overheden zelf de productie van groene elektriciteit wensen te bepalen, opteren ze best voor hoeveelheidsinstrumenten zoals productiequota die al dan niet verhandelbaar zijn.

Carbon values of heffingen op CO₂-emissies maken fossiele energie duurder waardoor de concurrentiële positie van zowel hernieuwbare energie als investeringen in energiebesparingen verbeterd worden. *Carbon values* bieden dus een indirecte ondersteuning voor hernieuwbare energie, en dit verklaart waarom lobbyisten opteren voor het directe geld via productiesubsidies.

EXTERNE KOSTEN

Het gebruik van fossiele energiediensten is relatief goedkoop omdat heel wat werkelijke kosten van het gebruik van fossiele energie niet of maar deels zijn opgenomen in de finale consumptieprijzen. Dit zijn de zogenaamde externe kosten die letterlijk 'niet in de prijs' zitten. Wanneer de externe kosten leiden tot welvaartsverliezen, bijvoorbeeld door schadelijke milieuvervuiling, dienen overheden corrigerend op te treden. Dit kan door het introduceren van een belasting op milieuvervuiling die wordt doorgerekend in de finale consumptieprijs. Hierdoor stemmen de marktpartijen hun gedrag af op prijzen inclusief milieukost. Een *carbon value* op CO₂ kan in principe gemotiveerd worden als een correctie van klimaatkosten.

Gelukkig zijn er in een economie ook positieve externe effecten, zoals spill-over effecten bij investeringen in technologie, infrastructuur, onderwijs, sociale zekerheid, enzovoort. Zo kan het voorzien van een goede en betrouwbare infrastructuur op termijn heel wat private investeringen uitlokken met grote terugverdieneffecten. Bij positieve externe ef-

Wat is de exacte externe kost per kWh elektriciteit uit een steenkoolcentrale of per liter brandstof?

fecten is er een onderaanbod van veelal publieke goederen zodat het juiste beleidsantwoord erin bestaat om meer publieke goederen te voorzien die deze positieve externe effecten genereren.

Het is niet altijd mogelijk om de juiste externe kosten voor elke energiebron precies te berekenen. Wat is immers de exacte externe kost per kWh elektriciteit uit een steenkoolcentrale of per liter benzine? Zo zou bijvoorbeeld de kost van de Golfoorlogen op een of andere manier moeten doorgerekend worden in de prijs van een vat olie omwille van de militaire doelstelling om de productie en transportmogelijkheden van olie te beschermen.

De methodologie ter berekening van de externe milieukosten voor fossiele energie evolueert constant maar toch blijven de resultaten vooral indicatief. Een methodologisch probleem blijft de verwerking van externe kosten die zich vooral in de toekomst zullen manifesteren zoals de klimaatkosten. Klimaatkosten – veelal uitgedrukt als de externe kost per ton CO₂ – zijn om evidente redenen op dit moment niet precies te becijferen.

ENERGIESUBSIDIES

Het fossiele energiesysteem kon in het verleden rekenen op enorme subsidies, zowel voor de ontwikkeling van de omzettingstechnologieën als voor de ontginning en de toevoer van de fossiele grondstoffen. Zonder overheidssubsidies zou er ook geen nucleaire energietechnologie op de markt zijn.

Ook nu nog subsidiëren heel wat landen delen van hun nationale energiesysteem. Duitsland, de groene kampioen van Europa, heeft trouwens een lange en boeiende traditie van dure steenkoolsubsidies en aanzienlijke steenkoolheffingen per kWh elektriciteit. Deze historische en actuele energiesubsidies worden frequent op de korrel genomen, maar we mogen niet vergeten dat het uitbouwen van een betrouwbaar energiesysteem een basisvoorwaarde was en is voor economische ontwikkeling. Om deze uitbouw te versnellen door het mobiliseren van privaat kapitaal, speelden overheden met succes een zeer actieve rol waaraan nu eenmaal een hoge subsidiekost verbonden was. Overheden hadden tussen 1945 en 1980 ook niet de expliciete bedoeling om andere – bijvoorbeeld hernieuwbare - energietechnologieën van de markt te bannen door vooral te investeren in fossiele en nucleaire energietechnologie. Het stimuleren van de efficiëntie van het fossiele systeem heeft achteraf natuurlijk wel geleid tot een marktbarrière voor alternatieve technologieën. Dit is op zich geen dramatische evolutie. Vaak wordt verge-

Zonder overheidssubsidies zou er nu wellicht geen nucleaire energietechnologie op de markt zijn.

Het uitbouwen van een betrouwbaar energiesysteem was en is een basisvoorwaarde voor economische ontwikkeling.

Vanuit maatschappelijk oogpunt zijn de vele subsidiemiljarden voor bestaande energietechnologieën al meer dan terugverdiend.

Het vergelijken van kostprijsgegevens tussen fossiele en niet-fossiele energietechnologie blijft een moeilijke oefening.

ten dat het fossiele systeem sinds 1945 een ongeziene impuls heeft gegeven aan onze economische dynamiek, en dus vanuit maatschappelijk oogpunt de vele subsidiemiljarden al meer dan terugverdiend heeft. Of anders geformuleerd; de positieve externe baten kunnen niet zomaar genegeerd worden.

De evolutie van het energiesysteem mag natuurlijk niet leiden tot een mechanisme dat potentiële nieuwkomers kan bannen van de markten. De energiemarkt dient altijd toegankelijk te blijven voor nieuwe spelers en nieuwe technologieën. Stagnatie en een te hoge marktmacht leiden steeds tot welvaartsverliezen.

De historiek van subsidies is nu eenmaal een realiteit en het vergelijken van kostprijsgegevens tussen fossiele en niet-fossiele energietechnologie blijft een moeilijke oefening. Elke rangschikking van de goedkoopste energietechnologieën kan in aanzienlijke mate gestuurd worden door de gehanteerde assumpties inzake externe kosten en verdoken subsidies. Toch dient deze oefening gemaakt te worden om uitspraken over de marktcompetitiviteit van hernieuwbare energie te kunnen evalueren.

INVESTERINGS- EN PRODUCTIEKOSTEN

Om de economische marktbarrières voor hernieuwbare energie in kaart te brengen, presenteert Tabel 3-1 een overzicht van de investerings- en productiekost van hernieuwbare energietechnologieën voor de productie van elektriciteit. Elektriciteit is een homogeen product dat ruim verhandeld wordt op nationale en internationale markten. Andere hernieuwbare energieproducten zoals warmte en biobrandstoffen zijn minder makkelijk te vergelijken – warmtemarkten zijn veelal zeer lokaal georganiseerd en er is een grote variëteit aan biobrandstoffen – waardoor vergelijkingen met fossiele alternatieven minder transparant zijn. Om deze reden beperkt de analyse zich hier tot de productie van elektriciteit.

De investeringskost wordt traditioneel uitgedrukt in € of \$ per kW geïnstalleerd vermogen²³ of de capaciteit om 1 000 Watt elektriciteit te produceren, ongeacht de levensduur en de effectieve benutting van dit kapitaal. Het maakt dus niet uit of het productiekapitaal voor 20 of 40 jaar voor 25 of 90% van de tijd gebruikt wordt. De productiekost is weergegeven in \$ per geproduceerde MWh. De kapitaalkost per MWh is opgenomen in deze productiekost, evenals operationele en onderhoudskosten, en natuurlijk de grondstoffen van fossiele, biomassa en nucleaire centrales.

²³ We volgen in dit hoofdstuk de internationale traditie om deze kosten uit te drukken in \$.

Over de productiekosten van elektriciteit circuleren zeer uiteenlopende cijfers.

Over de productiekosten van elektriciteit circuleren zeer uiteenlopende cijfers. Er zijn zelfs auteurs die productiekosten inclusief productiesubsidies oplijsten en dat is natuurlijk allesbehalve een transparante oefening. Om deze reden werd geopteerd om alleen de cijfers uit Deploying Renewables van het IEA te citeren. De cijfers in Tabel 3-1 zijn niet landenspecifiek en vermelden de gemiddelde productiekosten.

TABEL 3-1: INVESTERINGS- EN PRODUCTIEKOSTEN VOOR HERNIEUWBARE ELEKTRICITEITSTECHNOLOGIEËN

Technologie	Kenmerken	Investeringskost (\$/kW)	Productiekost (\$/MWh)
Grote waterkracht	10- 18 000 MW	1 000 – 5 500	30 –120
Kleine waterkracht	1 – 10 MW	2 500 – 7 000	60 – 140
Onshore wind	1 – 3 MW	1 200 – 1 700	70 –140
Offshore wind	1.5 – 5 MW	2 200 – 3 000	80 –120
Biomassacentrale	10 – 100 MW	2 000 – 3 000	60 –190
Biomassa: bijstook	5 – 100 MW	120- 1 200	20 – 50
Biomassa: vergassing	5 – 100 MW	4 300 – 6 200	-
Biogas	200 kW – 10 MW	2 300 – 3 900	-
Afvalverbranding	10 – 100 MW	6 500 – 8 500	-
Geothermie	5 – 50 MW	5 000 – 15 000	150 – 300
Solar PV	1 – 10 MW / 1 – 5 kWp	5 000 – 6 500	200 – 800
CSP	20 – 500 MW	4 000 – 9 000	130 -230
Getijden en zee­stroming	Demo's tot 300 kW	7 000 – 10 000	150 - 200

BRON: IEA (2008). DEPLOYING RENEWABLES, BLZ.80-81

In 2008 piekte de elektriciteitsprijs frequent boven 120 euro per MWh in de belangrijkste markten.

Vooraleer de informatie uit Tabel 3-1 van nabij te bekijken, dient het referentiekader toegelicht te worden. De prijs van fossiele of nucleaire elektriciteit varieert van land tot land. Een prijs tussen 40 en 80 euro of dollar per MWh *baseload* was zeer typisch voor de periode 2007-2008. Op piekmomenten wordt altijd een hogere prijs betaald en deze prijsontwikkeling kan beïnvloed worden door zeer specifieke lokale factoren. In 2008 piekte de elektriciteitsprijs frequent boven 120 euro per MWh in de belangrijkste markten. Bij vergelijkingen wordt veelal de prijs van *baseload* elektriciteit gebruikt als referentiewaarde.

Met de recessie zijn de elektriciteitsprijzen flink gedaald in de eerste helft van 2009. *Baseload* kon begin 2009 in heel wat markten aangekocht worden voor minder dan 30 euro per MWh. Dit heeft veel te maken met de sterke daling van de gasprijzen na de records van 2008.

Het blijven gebruiken van oud energiekapitaal heeft een opportuniteitskost in relatief lage rendementen maar blijkt toch rendabel genoeg.

Wat betreft de kapitaalkosten, dienen de hernieuwbare projecten uit de tabel vergeleken te worden met de recente fossiele, nucleaire en biomassacentrales. Zo voorziet het IEA voor de meest recente gascentrales met gecombineerde cyclus (*Natural Gas Combined Cycle*) een kapitaalkost van 600 tot 750 \$ per kW. Voor de typische steenkoolcentrale voorziet het IEA een investeringskost tussen 1 400 en 2 000 \$ per kW. Nucleaire centrales hebben dan weer een typische investeringskost tot 2 500 \$ per kW, hoewel recente nucleaire projecten eerder een investeringskost tot 3 500 \$ per kW of zelfs meer suggereren. Deze investeringskosten zijn aanzienlijk lager dan de investeringskosten voor het merendeel van de hernieuwbare energietechnologieën.

Een typische productiekost van 50 à 60 \$ per MWh uit een steenkoolcentrale bestaat uit een investeringskost van 10 à 25 \$ per MWh, een operationele en onderhoudskost van ongeveer 10 \$ per MWh en een brandstofkost van 10 tot 30 \$ per MWh. Voor gascentrales is de investeringskost relatief lager maar valt de brandstofkost veel duurder uit.

Los van de terug te verdienen investeringskost houdt een investeerder ook rekening met de potentiële gebruiksduur van het investeringskapitaal. In alle landen worden heel wat steenkool-, gas-, waterkracht- en nucleaire centrales gebruikt die al lang afgeschreven zijn. Het in gebruik houden van oud energiekapitaal heeft een opportuniteitskost door de relatief lage rendementen.

PRODUCTIEKOST ≠ PRIJS

De prijs van elektriciteit verschilt dikwijls zeer sterk van de gemiddelde productiekost. Producenten met windcapaciteit hebben een marginale kost gelijk aan nul en kunnen tegen elke positieve prijs verkopen met marginale winst. Een MWh uit een steenkoolcentrale kan aan 15 \$ verkocht worden met een marginale winst, maar deze prijs dekt natuurlijk de kapitaalkosten niet. De marktprijs kan dus tijdelijk veel lager zijn dan de gemiddelde productiekost maar over de totale kapitaalcyclus dienen de investeringskosten en operationele kosten van elke energietechnologie natuurlijk terugverdiend te worden.

Ook de relatieve marktmacht van de aanbiedende bedrijven speelt een rol bij de prijsvorming. Op twee verschillende markten met dezelfde gasprijzen wordt één kWh uit een identieke gascentrale niet noodzakelijk aan dezelfde prijs verkocht. Sterk geconcentreerde markten zoals monopolie- of oligopolie-markten maken het mogelijk om mooie winstmarges te realiseren. Het investeren in extra invoer- en uitvoercapaciteit verhoogt

Misbruik van een dominante positie is verboden volgens de EU-regels maar een dominante positie is op zich geen misdrijf.

de concurrentie op nationale markten en kan een stap in de goede richting zijn. Een dominante machtspositie dient steeds onderscheiden te worden van het misbruiken van een dominante positie. Misbruik van een marktpositie is verboden volgens de EU-regels maar een dominante positie is op zich geen misdrijf. De elektriciteitsmarkt evolueerde in stappen van een gereguleerde markt naar een geliberaliseerde markt. Politici hebben dit proces uitgetekend. Toch zijn het dezelfde politici die met de regelmaat van de klok hun ongenoegen uiten over dominante marktposities van bepaalde bedrijven. Eigenaardig, want dezelfde politici hadden in het recente verleden de kans om het liberaliseringsproces bij te sturen...

OP ZOEK NAAR DE GOEDKOOPESTE KWH

Hernieuwbare energietechnologieën mogen niet alleen geëvalueerd worden op basis van kostenvergelijkingen met fossiele of nucleaire technologieën. Door te opteren voor hernieuwbare energie kunnen we op termijn zowel onze externe energieafhankelijkheid als de ecologische impact van het energiesysteem beperken. Deze voordelen kunnen niet zomaar uitgedrukt worden in euro per MWh maar spelen zeker een rol in de evaluatie van de optimale mix van energietechnologieën vanuit beleids oogpunt.

De beste projecten met waterkracht (groot en klein), wind en biomassa laten nu al toe om kostencompetitief elektriciteit te produceren

De grijze elektriciteitsprijzen tot 80 euro per MWh van 2008 waren zeer interessant voor de aanbieders van hernieuwbare elektriciteit in Europa, de Verenigde Staten en Japan. Uit Tabel 3-1 blijkt dat de beste projecten met waterkracht (groot en klein), wind en biomassa nu al toelaten om elektriciteit te produceren binnen de indicatieve *baseload* vork van 40 tot 80 euro of dollar per MWh. Het bijstoken van biomassa in goede projecten laat toe om competitief hernieuwbare elektriciteit te produceren wanneer *baseload* verkocht wordt aan 30 euro per MWh of zelfs minder. In tegenstelling tot de algemene perceptie zijn de economische kostenbarrières dus allesbehalve onoverkomelijk voor goede hernieuwbare energieprojecten. De verwachte terugkeer van de *baseload* prijsvork van 40 tot 80 euro of dollar per MWh op de belangrijkste markten maakt dat goede hernieuwbare energieprojecten binnen enkele jaren terug *zonder subsidiesteun* in principe kunnen concurreren. We kunnen dan ook de vraag stellen waarom voor deze technologieën toch vrij hoge productiesubsidies blijven bestaan – bijvoorbeeld een subsidie van 80 euro per MWh voor wind op het vasteland – en waarom in heel wat landen deze productiesubsidies verhoogd in plaats van verlaagd

Waarom blijven kostencompetitieve technologieën productiesubsidies ontvangen die hoger zijn dan productiekost per MWh?

worden? De elektriciteit uit deze windturbines wordt verkocht aan een marktprijs, en de productiekost van de beste projecten is lager dan de ontvangen productiesubsidie. Of is een MWh uit een windturbine dan toch niet te vergelijken met een MWh uit een fossiele centrale?

Op basis van de indicatieve kostencijfers in Tabel 3-1 kunnen we verwachten dat vooral rond biomassa, wind en waterkracht al een aanzienlijk deel van het beschikbare potentieel is ingepalmd door projectontwikkelaars. Want waarom zou men aarzelen met goede en aantrekkelijk gesubsidieerde projecten die in essentie amper ondersteuning nodig hebben?

De meer recente hernieuwbare energietechnologieën zoals zonnecellen, CSP en geothermie blijken veel te duur om zonder subsidies privaat kapitaal aan te trekken. Het is pas zinvol om deze dure projecten te promoten wanneer eerst het potentieel aan relatief goedkope projecten zo goed mogelijk is benut.

Een eerste conclusie uit Tabel 3-1 is dan ook dat rationele beleidsmakers vooral stimuli dienen te gebruiken om net het meest efficiënte hernieuwbare potentieel nu al massaal te ontginnen. Dit potentieel is bijna marktcompetitief zodat de subsidiekost relatief beperkt blijft. Pas later kunnen duurdere stimuli gebruikt worden om de minder rijpe technologieën te verspreiden.

Waterkracht en biomassa domineren het globale hernieuwbare energielandschap omwille van economische redenen.

De tabel maakt overigens mooi duidelijk waarom waterkracht en biomassa momenteel het globale hernieuwbare energielandschap domineren. Deze technologieën laten toe om elektriciteit te produceren aan attractieve voorwaarden, hoewel de hoge kapitaalkost van waterkrachtcentrales een rem kan zijn voor het aantrekken van privaat kapitaal. Het terugverdienen van deze kapitaalinvesteringen duurt immers decennia. Dit verklaart waarom waterkrachtcentrales vooral gebouwd werden door publieke of semi-publieke groepen.

Het bijstoken van biomassa in steenkoolcentrales is goedkoop omwille van de lage specifieke kapitaalkosten voor deze bijstook.

Het bijstoken van biomassa in steenkoolcentrales is goedkoop omwille van de lage specifieke kapitaalkosten voor deze bijstook. De grondstof heeft natuurlijk wel een prijs in tegenstelling tot het gratis aanbod van wind en zon. Zonder bestaande steenkoolcentrales is er natuurlijk geen sprake van biomassabijstook. Autonome biomassacentrales op basis van 100% biomassa, met of zonder vergassing, blijken voorlopig nog zeer kapitaalintensief te zijn hoewel hier in de komende decennia sterke kostenverlagingen

verwacht mogen worden. Omwille van het beperkte aantal bestaande projecten, vermeldt het IEA geen productiekosten in Tabel 3-1 voor deze technologieën. Dezelfde opmerking geldt ook voor elektriciteit uit de verbranding van afval. Niet iedereen vindt overigens dat afvalverbranding een plaats verdient bij de hernieuwbare energietechnologieën.

Windprojecten ogen zeer aantrekkelijk in Tabel 3-1. De kapitaalkosten vallen relatief mee en goede projecten produceren elektriciteit aan amper 70 \$ per MWh. Microdata wijzen in de realiteit op nog lagere kosten voor de allerbeste projecten. De beste projecten met zonnecellen produceren elektriciteit die drie keer duurder is, en ook de beste CSP-projecten sluiten af met een dubbele kostprijs per MWh. Het is dan ook zeer verwonderlijk dat landen met een mooi windpotentieel toch hoge subsidies voorzien voor zonneprojecten. Het zou logischer zijn dat dure zonneprojecten uitgevoerd worden in de beste zonnelanden om de relatieve kostenkloof met de beste windprojecten binnen de perken te houden.

Zonneprojecten worden best uitgevoerd in zonnelanden om de relatieve kostenkloof met de beste windprojecten binnen de perken te houden.

Elke kostenvergelijking geeft een statisch beeld van een dynamische realiteit.

KOSTENVARIABILITEIT

Elke kostenvergelijking geeft een statisch beeld van een dynamische realiteit. Zo schommelen de prijzen van de fossiele brandstoffen, uranium en biomassa. Hoge grondstofprijzen zijn goed voor de relatieve kostenpositie van hernieuwbare energie. De kapitaal- en onderhoudskosten kunnen dalen of stijgen voor zowel de hernieuwbare energietechnologieën als voor de fossiele en de nucleaire technologieën. Omdat hernieuwbare energietechnologieën jonger zijn, verwachten we sterkere kostenreducties voor deze technologieën dan voor fossiele of nucleaire technologieën. Toch zijn er hier geen zekerheden.



VOORSTEL

De bestaande energiesubsidies voor de verschillende economische sectoren dienen in kaart gebracht te worden om een indicatie te krijgen van de mate waarin energiebeslissingen 'verstoord' worden. Wat is de (historische) motivatie achter elke energiesubsidie? Is deze motivatie nog relevant?

Quick win: Het afschaffen van verstorende energiesubsidies is een goedkope start van de energietransitie

VOORSTEL

Aangezien hoge elektriciteitsprijzen de noodzaak tot hoge productiesubsidies voor hernieuwbare energietechnologieën sterk beperken, kan overwogen worden om de productiesubsidies mee te laten evolueren met de elektriciteitsprijzen. Hoe hoger de elektriciteitsprijzen zijn, hoe lager de productiesubsidies mogen zijn.

Quick win: Het variabiliseren van de productiesubsidies kan de kost van de subsidiemechanismen voor de finale consument beperken.

VOORSTEL

De productiesubsidies voor hernieuwbare energietechnologieën mogen niet zo hoog zijn dat inefficiënte projecten uitgelokt worden.

VOORSTEL

In een kostenefficiënt transitiebeleid met een CO₂-finaliteit, moet de ondersteuning niet alleen rekening houden met de kostenkloof tegenover grijze elektriciteit maar ook met de CO₂-reductiekost van elke technologie.

03

POTENTIEEL &
KOSTENATTRACTIVITEIT
≠ REALITEIT



Tot op heden benutten de rijkste landen maar een beperkt aandeel van hun beschikbaar potentieel voor hernieuwbare energieprojecten. Volgens het IEA zou in ons land nog 88% van het beschikbare potentieel tot 2020 onbenut zijn. Voor de EU ligt dit percentage op 73%.

In Vlaanderen domineren biomassa, biogas en afval de productie van hernieuwbare elektriciteit.

Hoge productiesubsidies alleen
blijken geen massale investeringen uit
te lokken...

Volstaan hoge productiesubsidies – details hiervan komen later aan bod – om de hernieuwbare energiesectoren te lanceren in de rijkste landen? De realiteit blijkt anders te zijn. Dit blijkt uit de vergelijking van de huidige geïnstalleerde capaciteit van hernieuwbare energietechnologieën met het beschikbare potentieel voor hernieuwbare energietechnologieën tot 2020 in de belangrijkste landen. Dit nationale potentieel tot 2020 mag niet verward worden met het theoretische potentieel, of met het technologische potentieel om te investeren in hernieuwbare energietechnologie. Het theoretische potentieel wordt bepaald door de lokale geografische kenmerken zoals de windsnelheid en het aantal zonne-uren, maar we kunnen natuurlijk niet zomaar overal turbines en zonnepanelen neerplanten. Het beschikbare potentieel tot 2020 zoals berekend door het Internationale Energie Agentschap (IEA) vertrekt van de huidige geïnstalleerde capaciteit²⁴, en veronderstelt dat door ondersteunende maatregelen en het elimineren van niet-economische barrières de investeringen in nieuwe en meer efficiënte hernieuwbare energietechnologie versneld zullen toenemen. Deze inschatting houdt rekening met drie factoren; landenspecifieke statische kostenprofielen voor diverse hernieuwbare energietechnologieën - op basis van windsnelheid, het aantal zonne-uren, verval, etc-, de te verwachten vermindering van de investeringskosten door leereffecten, en schaaleconomieën en de recente nationale historiek van technologische diffusie (volgens de S-curve). Het door het IEA becijferde potentieel tot 2020 is het totaal beschikbare potentieel voor hernieuwbare energietechnologieën in TWh van Tabel 3-2.

24 In een land zonder enige ervaring met hernieuwbare energie zal het te ontwikkelen potentieel tegen 2020 veel lager liggen dan in een identiek land – qua windzones etc – dat al 20 jaar sterk investeert in hernieuwbare capaciteit.

TABEL 3-2: TOTAAL REALISEERBAAR POTENTIEEL HERNIEUWBARE ENERGIE TEGEN 2020 (TWh)

Technologie	BE	DK	DE	FR	IT	NL	SP	SW	VK	EU 27
Biogas	3,2	1,9	16,4	22,8	10,4	4,3	13,2	1,9	16,3	124
Biomassa	3,1	5,3	49,4	68,4	26,6	3,9	41,1	15,7	20,7	365
Afval	1	1	4,8	6	4,9	2,4	5,7	1,5	4,1	40
Geothermie	0	0	0	0,2	7,3	0	0,1	0	0	9
Hydro	0,4	0	25,1	73,6	56,8	0,1	52,1	75,1	5,4	430
Zonnepanelen	1,6	1,4	15	16,3	10,2	3,3	14,1	3,5	11,9	92
Zonnethermisch	0	0	0	0	7,6	0	17,2	0	0	30
Getijden en golven	0,2	2,6	7,7	13,2	3,2	1	13,2	3	58,9	125
Wind onshore	4,3	8,7	53,3	56,4	28,6	5,6	39,3	9,8	28,5	300
Wind offshore	3,6	10,8	76,8	29,9	2,4	19,8	14,4	13,6	67	260
Totaal Hernieuwbare Elektriciteit	17,4	31,7	248,6	286,8	158	40,5	210,5	124,1	212,8	1774
Biobrandstoffen	3,6	12	42,7	68,5	28,4	4,1	51,2	11,4	25,4	416
Zonnethermisch verwarming	9,6	5,4	77	68,7	70,4	14,9	39,3	9,4	56,1	454
Geothermische warmte	13,1	9,4	88,3	49,4	57,4	14,1	15,0	11	53,7	407
Biomassa WKK	8,7	9,9	77,3	97,8	45,5	12,8	45,2	25,5	49,5	563
Totaal Hernieuwbare Warmte	31,5	24,7	242,6	215,9	173,3	41,9	99,5	45,8	159,3	1424

BRON: IEA (2008). DEPLOYING RENEWABLES. PRINCIPLES FOR EFFECTIVE POLICIES, p.67

Volgens het IEA heeft België tegen 2020 een totaal potentieel van 17,4 TWh hernieuwbare elektriciteit en van 31,5 TWh hernieuwbare warmte

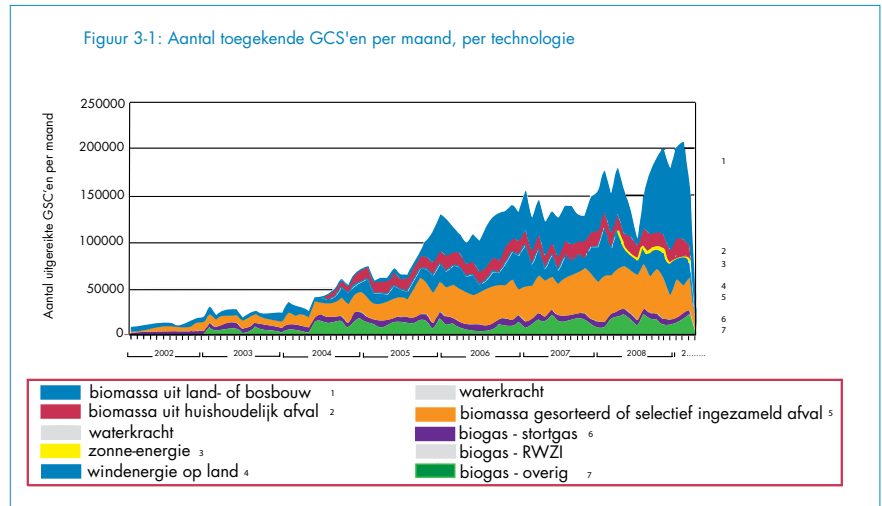
Biomassa, biogas en afval domineren de productie van hernieuwbare elektriciteit in Vlaanderen

Volgens het IEA heeft België tegen 2020 een totaal potentieel van 17,4 TWh hernieuwbare elektriciteit en van 31,5 TWh hernieuwbare warmte. Wind biedt tegen 2020 een totaal realiseerbaar potentieel van ongeveer 8 TWh. Biogas en biomassa zijn samen goed voor 6,3 TWh en zonnepanelen zouden volgens het IEA ook al 1,6 TWh kunnen leveren in 2020. Daarnaast heeft ons land het potentieel om lokaal biobrandstoffen te produceren met een equivalente waarde van 3,6 TWh tegen 2020.

Deze cijfers contrasteren zeer sterk met het huidige aandeel van hernieuwbare energie in het Belgische energielandschap. 17,4 TWh hernieuwbare elektriciteit komt neer op ongeveer 15 à 17% van het totale elektriciteitsverbruik in 2020. Momenteel is hernieuwbare elektriciteit in België goed voor ongeveer 2,5% van de totale productie.

Figuur 3-1 biedt een detailoverzicht van de productie van hernieuwbare elektriciteit in Vlaanderen. Biomassa, biogas en afval domineren de productie van hernieuwbare elektriciteit in Vlaanderen. Vlaanderen maakt gebruik van een mechanisme van groene stroomcertificaten (GSC) waarbij de elektriciteitsproducenten verplicht worden om een

specifiek percentage van hun productie te realiseren met hernieuwbare elektriciteits-technologie. Wie in Vlaanderen een MWh groene elektriciteit produceert, ontvangt hiervoor een GSC dat doorverkocht kan worden. De elektriciteitsbedrijven kunnen dus zelf GSC verdienen door eigen productie of kunnen opteren voor het aankopen van de GSC op de markt. Kunnen ze aan het eind van de periode onvoldoende GSC voorleggen, dienen ze een boete te betalen. Met een dergelijk quotasysteem bepaalt de overheid zelf hoeveel hernieuwbare elektriciteit geproduceerd wordt. Het GSC-quotum stijgt elk jaar en bedraagt 4,9% voor 2009 en 5,25% voor 2010.



BRON: [HTTP://WWW.VREG.BE/VREG/DOCUMENTEN/STATISTIEKEN/67007.PDF](http://www.vreg.be/vreg/documenten/statistieken/67007.pdf)

Volgens Tabel 3-3 is ook de potentiële productie van hernieuwbare warmte in België een veelvoud van het huidige cijfer van ongeveer 7% van de totale warmte. België hinkt achterop in de productie van hernieuwbare energie, maar ook in de andere landen van de tabel is het potentieel tegen 2020 aanzienlijk hoger dan de huidige capaciteit. Denemarken mag dan de Europese pionier zijn inzake windenergie, toch biedt het Deense landschap veel meer windpotentieel dan momenteel benut wordt. Volgens het IEA is maar liefst 67% van het totale realiseerbare potentieel tegen 2010 in Denemarken voorlopig onbenut.

België hinkt achterop in de productie van hernieuwbare energie maar ook elders is het potentieel tegen 2020 aanzienlijk hoger dan de huidige capaciteit.

Volgens het IEA is maar liefst 67% van totale realiseerbare windpotentieel in Denemarken onbenut.

Het verschil tussen de huidige capaciteit en het realiseerbare potentieel tegen 2020 is het bijkomende realiseerbare potentieel dat gepresenteerd wordt in Tabel 3-3. Deze tabel bevat cijfers voor België, Denemarken, Duitsland, Frankrijk, de EU-27, de Verenigde Staten, China, India en de globale groep van OESO en BRICs²⁵ landen.

TABEL 3-3: BIJKOMEND REALISEERBAAR POTENTIEEL TEGEN 2020 (IN TWH)

Technologie	BE	DK	DE	FR	EU 27	VS	CH	IND	OESO & BRICs
Biogas	3	1,6	11,7	22,4	110	88	182,4	102,9	622
Biomassa	2,1	3,4	44,8	67,1	325	340	411,7	69,7	1719
Afval	0,7	0,4	1,7	4,4	32	25,3	76,2	57,5	249
Geothermie	0	0	0	0,2	4	19,2	2,9	0,5	50
Hydro	0,1	0	5,5	8,2	85	28,4	665,6	204,1	1700
Zonnepanelen	1,6	1,4	13,8	16,2	91	679	110,9	22	390
Zonnethermisch	0	0	0	0	30	16,8	10,2	0,2	91
Getijden en golven	0,2	2,6	7,7	13,2	125	2,3	0,5	0,5	156
Wind onshore	4,1	3,7	24,5	55,3	235	211,3	139,4	73,9	860
Wind offshore	3,6	9,5	76,8	29,9	258	72,3	5,7	6,1	442
Totaal Hernieuwbare Elektriciteit	15,3	21,8	186,5	216,8	1294	871,6	1605	537,6	6278
Bijkomend / realiseerbaar (elektr.),	0,88	0,68	0,75	0,75	0,73	0,70	0,80	0,83	0,70
Biobrandstoffen	3,6	12	20,1	62,8	378	330,8	204,5	98	1314
Zonnethermisch verwarming	9,6	5,3	74,1	68,5	446	290	485,4	165,5	1641
Geothermische warmte	13,1	9,4	86,7	47,9	398	442,9	343,7	74,4	1577
Biomassa WKK	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totaal Hernieuwbare Warmte	-	-	-	-	-	-	-	-	-

BRON: IEA (2008). DEPLOYING RENEWABLES. PRINCIPLES FOR EFFECTIVE POLICIES, p.69-71

Uit Tabel 3-2 blijkt dat België tegen 2020 beschikt over een totaal potentieel van 17,4 TWh hernieuwbare elektriciteit. Hiervan is volgens Tabel 3-3 nog 15,3 TWh of 88% niet gerealiseerd. Denemarken en Duitsland hebben nog maar een derde tot een vierde van hun beschikbaar potentieel tegen 2020 benut. Dit zijn natuurlijk cijfers voor de totale hernieuwbare productiecapaciteit voor elektriciteit. Voor bepaalde technologieën benutten landen hogere percentages. Duitsland benut al 46% van het potentieel van

²⁵ Brazilië, Rusland, India en China.

88% van het hernieuwbare potentieel van België tegen 2020 is voorlopig nog niet gerealiseerd.

In Europa is nog 73% van het totale hernieuwbare potentieel tegen 2020 beschikbaar voor exploitatie

onshore wind zodat een hogere benutting zoals bijvoorbeeld 75% tegen 2020 best haalbaar kan zijn. Het voorbeeld van Duitsland toont aan dat de cijfers van het IEA voor de pionierslanden wel optimistisch maar niet per definitie onhaalbaar zijn.

Het IEA ziet dus een groot onbenut potentieel op relatief korte termijn, ondanks het toch al vrij aantrekkelijke marktklimaat voor de beste hernieuwbare energieprojecten. In Europa is nog 1294 TWh of 73% van het totale potentieel van 1774 TWh tegen 2020 vrij beschikbaar voor exploitatie. Het valt tevens op dat in de VS al een iets hoger aandeel van het realiseerbare potentieel is benut dan in Europa (73 t.o.v. 70%), en dat China en India met een benutting van 20 en 17% van hun respectievelijk potentieel al verder gevorderd zijn dan België.

De grote kloof tussen het huidige vermogen en het realiseerbare potentieel op relatief korte termijn – 2020 is vanuit investeringsperspectief zeer nabij – roept toch enkele vragen op. Zijn de cijfers in Tabel 3-2 het resultaat van wel zeer optimistische assumpties over technologische evoluties en het subsidiegedrag van overheden?

04

PRODUCTIESUBSIDIES;
TE LAAG, TE HOOG OF
NET OPTIMAAL?



Uit de analyses van het IEA blijkt dat hoge productie-incentives geen garantie bieden op een snelle benutting van de beschikbare capaciteit voor hernieuwbare energieprojecten. Voor elke hernieuwbare energietechnologie zijn er enkele koplopers maar in de meeste landen gebeurt zeer weinig in verhouding tot het beschikbare potentieel.

In 2005 betaalde Italië de hoogste productiesubsidies voor wind op het vasteland. Een grote impact bleef echter uit.

Na Italië is België het meest genereus met productiesubsidies.

Voor de allerbeste windprojecten leiden de productiesubsidies tot winstmarges van meer dan 100%. Hiervan kan geen enkele andere energietechnologie dromen.

Hoge productiesubsidies volstaan niet om massaal investeringen uit te lokken.

Productiesubsidies zijn maar een deel van het verhaal. Investeerders dienen ook niet-economische barrières te overwinnen.

recente expansie van de windcapaciteit kunnen aanhouden, slagen ze er ongetwijfeld in om tegen 2020 een groot deel van de beschikbare capaciteit te verzilveren. De meeste van deze landen gebruiken een *Feed-in* mechanisme ter ondersteuning van hernieuwbare energietechnologieën²⁶.

In 2005 betaalde Italië met 15 cent per kWh de hoogste productiesubsidies voor wind op het vasteland. Toch blijkt deze hoge productiesubsidie maar te leiden tot een benutting van hooguit 2% van de beschikbare capaciteit. Dit kan wijzen op groot wantrouwen bij investeerders tegenover de Italiaanse overheid die in het verleden bepaalde steunmaatregelen retroactief heeft gewijzigd.

België is met een totale productiesubsidie van ongeveer 14 dollarcent per kWh – de optelsom van de ontvangen vergoeding voor de groene stroom certificaten en de marktwaarde van de geproduceerde elektriciteit – goed voor de op één na hoogste productiesubsidie in de OESO-landen. 14 dollarcent per kWh is 140 \$ per MWh of ongeveer 100 € per MWh. Bij een verkoopprijs van de elektriciteit uit windturbines van 30 € per MWh tegen een productiekost van 70 € per MWh, garandeert dit subsidiebedrag een winstmarge van tot 60 € per MWh – meer dan 100% van de prijs van elektriciteit voor de allerbeste windprojecten, en hiervan kan geen enkele andere energietechnologie dromen.

Toch slaagt België er in 2004 en 2005 niet in om meer dan 2% van het tot 2020 beschikbare potentieel te ontwikkelen. Hoge productiesubsidies volstaan dus niet om massaal investeringen uit te lokken. Zonder concessie of licentie kan nu eenmaal niet geïnvesteerd worden.

De figuur leert ook dat de meeste rijke landen een productiesubsidie voorzien van 7 tot 11 dollarcent, maar toch niet verder komen dan een ontwikkeling van 2 to 4% van het nationale potentieel in 2004/2005.

INCENTIVES EN ETP 2008?

Waarom hebben hoge productiesubsidies een eerder beperkte impact? Hiervoor zijn twee verklaringen. Productiesubsidies zijn maar een deel van het verhaal. Investeerders dienen ook heel wat niet-economische barrières te nemen, zoals uitputtende vergunningsprocedures en administratieve vertragingen. Deze niet-economische barrières zijn

²⁶ Heel wat landen opteren pas recent voor *Feed-in* tarieven. Ierland maakte tot 2005 gebruik van een tender systeem en introduceerde in 2006 *Feed-in* tarieven.

De huidige impasse werpt vragen op over de rol van hernieuwbare energietechnologieën in de transitie scenario's van ETP2008.

in de praktijk veel lastiger te nemen dan het IEA veronderstelt bij de berekening van het beschikbare potentieel tegen 2020.

Dit brengt ons bij de tweede en wellicht meest logische verklaring, namelijk dat het IEA het beschikbare potentieel te optimistisch heeft ingeschat. Als dit het geval is, kunnen eveneens vragen gesteld worden bij de rol van hernieuwbare energietechnologieën in de transitie scenario's van ETP2008. Kunnen we immers verwachten dat hernieuwbare energietechnologieën een sterke expansie kennen tussen nu en 2050, als het beschikbare potentieel tegen 2020 amper benut wordt ondanks de gulle productiesubsidies? In de ambitieuze scenario's uit ETP2008 volstaan *carbon values* van gemiddeld zo'n 35 \$ per ton CO₂ – de marginale reductiekosten in 2050 zijn weliswaar veel hoger – om een ware energierevolutie te ontketenen. In ETP2008 zijn er dus geen productiesubsidies voor hernieuwbare energietechnologieën, alleen maar prijs sancties voor niet-hernieuwbare technologieën.

Een productiesubsidie van 100 euro per MWh uit een windturbine zorgt voor een vermindering van de CO₂-emissies met 400 kg, indien één MWh minder met gascentrales geproduceerd wordt. Dit komt neer op een reductiekost van 350 \$ per ton²⁷. Het uitdrukken van de huidige productiesubsidies naar *carbon values* leert dat de incentives die in ETP2008 de energietransitie uitlokken maar liefst tien keer lager liggen dan momenteel het geval is. En nu gebeurt er niet zo heel veel...

Tot nu toe is alleen de beleidseffectiviteit bij wind onshore bekeken. Hoe zit het met de beleidseffectiviteit voor andere hernieuwbare energietechnologieën?

BIOMASSA

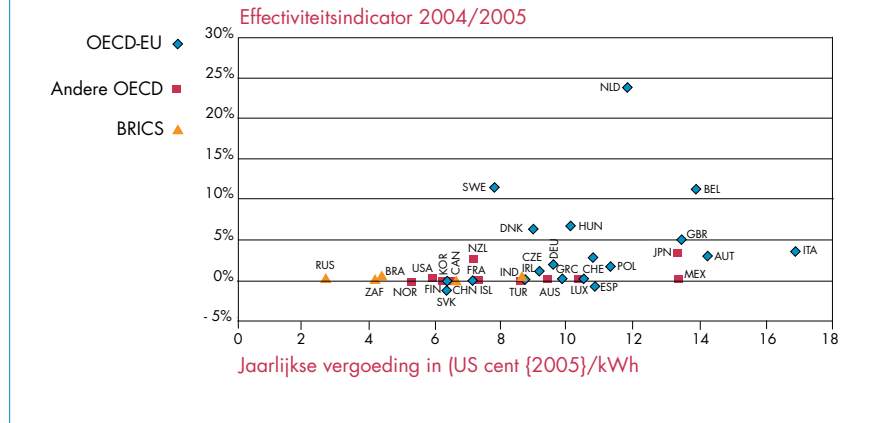
Figuur 3-3 geeft voor de bijstook (*co-firing*) van biomassa een overzicht van de geboden productiesubsidie per kWh in 2005 en de beleidseffectiviteit in 2004/2005 als percentage van de beschikbare capaciteit tegen 2020. Nederland is koploper in de benutting van biomassa voor de productie van elektriciteit. Bijna een vierde van het Nederlandse potentieel tegen 2020 werd benut in 2004/2005.

België scoort ook zeer goed in de benutting van biomassa, en realiseerde net als Zweden in 2004/2005 al meer dan 10% van het beschikbare potentieel. België biedt een productiesubsidie aan van bijna 140 \$ per MWh of ongeveer 100 € per MWh, terwijl Zweden maar de helft van de Belgische steun aanbiedt.

Nederland is koploper in de benutting van biomassa voor de productie van elektriciteit. België scoort ook zeer goed in de benutting van biomassa.

²⁷ 100 euro is 140 \$; 140\$ / 0,4 ton CO₂ = 350 \$ /ton CO₂.

Figuur 3-3: Biomassa: beleidseffectiviteit en productiesubsidies in 2005



BRON: IEA (2008). DEPLOYING RENEWABLES. PRINCIPLES FOR EFFECTIVE POLICIES, p.113

In de meeste landen wordt amper 2% van het nationale potentieel aan biomassa benut, ongeacht de geboden productiesubsidies.

Voor de andere landen valt op dat in 2004/2005 amper 2% of nog minder van het nationale potentieel benut wordt, ongeacht de geboden productiesubsidies. Dit is een opmerkelijke vaststelling want net biomassa laat toe financieel interessante projecten op te starten. Net zoals bij onshore wind biedt Italië de hoogste productiesubsidies maar blijft de impact ervan beperkt. Afgaande op de figuur moet de exploitatie van biomassa nog echt beginnen.

BIOGAS

Biogas kan geproduceerd worden op basis van zeer verschillende grondstoffen. De verschillen tussen nationale landbouw- en afvalsystemen komen tot uiting in de selectie en ontwikkeling van biogasprojecten. Elk land heeft grondstofstromen voor de productie van biogas zodat het potentieel voor biogasprojecten meer gelijk verspreid is dan het potentieel voor wind- en zonneprojecten. Bovendien kan de grondstof ook geïmporteerd worden. De geboden subsidies spelen in op de nationale beschikbaarheid van grondstoffen en op de dimensie van de beoogde biogasprojecten. De onderstaande figuur geeft een beeld van de productiesubsidies in dollarcent per kWh voor biogas in 2005 en van de effectiviteit van deze ondersteuning in de periode 2004/2005. Net zoals bij biomassa en onshore wind blijkt dat de meeste landen ondanks hun ondersteunings-

ZONNECELLEN

Ondanks de spectaculaire prijsdalingen in 2008-2009 zijn de investeringskosten voor de productie van elektriciteit uit zonnecellen nog steeds hoog, zodat de productiesubsidies om zonne-elektriciteit competitief te maken per definitie zeer hoog dienen te zijn. Figuur 3-5 leert dat er in 2005 enorme verschillen zijn in nationale productiesubsidies voor elektriciteit uit zonnecellen, gaande van een paar dollarcent in Rusland tot meer dan 70 dollarcent per kWh in Luxemburg. In datzelfde jaar bedroeg de productiecost van grijze elektriciteit in Luxemburg ongeveer 5 à 6 dollarcent per kWh. Luxemburg was in 2005 duidelijk koploper in het benutten van het beschikbare potentieel in 2004/2005. Na Luxemburg volgen Duitsland, Japan en Zwitserland.

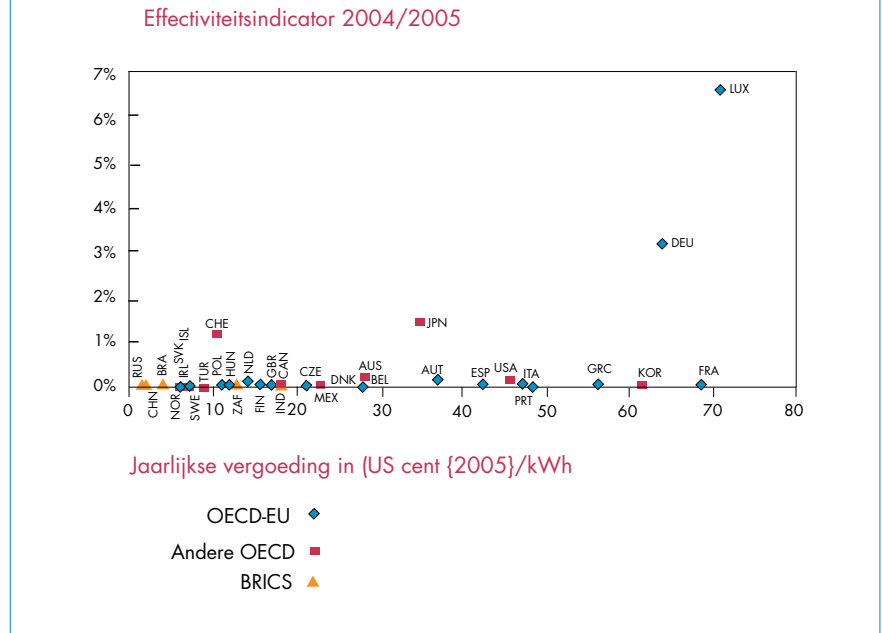
Voor 2005 werd de ondersteuning in België becijferd op minder dan 30 dollarcent per kWh. Pas in 2006 voerde Vlaanderen een minimumprijs in voor GSC van zonnecellen zodat de geboden ondersteuning fors toenam. Deze bedraagt vanaf 2010 350 € per MWh om dan verder te dalen tot in 2020. In 2009 konden Vlaamse investeerders nog rekenen op een gulle productiesubsidie van 450 € per MWh, of meer dan tien keer de marktwaarde van de geproduceerde elektriciteit. En daarnaast genieten deze investeerders nog eens van een waar opbod van fiscale voordelen (in Wallonië nog meer dan in Vlaanderen).

De geboden ondersteuning mag dan al aanzienlijk hoog zijn, toch concludeert het IEA dat in de periode 2004/2005 amper 1% van het beschikbare potentieel tegen 2020 benut werd.

Luxemburg was in 2005 koploper in het benutten van het beschikbare zonnepotentieel, weliswaar aan een subsidiekost van twaalf keer de marktwaarde van elektriciteit.

In 2009 konden Vlaamse investeerders nog rekenen op een productiesubsidie van 450 € per MWh, of tien keer meer dan de marktwaarde van de geproduceerde elektriciteit.

Fig 3-5: Zonnecellen: productiesubsidies versus beleidseffectiviteit in 2005



BRON: IEA (2008). DEPLOYING RENEWABLES. PRINCIPLES FOR EFFECTIVE POLICIES, p.126

Hoge subsidies blijken andermaal onvoldoende te zijn om vele projecten uit te kunnen lokken.

In de beste zonneregio's ligt het rendement van zonnepanelen tot 100% hoger dan in landen zoals België.

In de beste zonneregio's ligt de opbrengst van zonnepanelen tot 100% hoger dan in landen zoals België, zodat in principe veel lagere subsidies zouden moeten volstaan om marktcompetitiviteit te realiseren. Griekenland en Italië bieden een productiesubsidie die in verhouding tot de lokale opbrengst van zonnecellen vrij aantrekkelijk oogt. Toch blijkt het in deze twee landen met relatief veel zonne-uren moeilijk om veel investeringen uit te lokken.

Ook in landen met relatief veel zonne-uren blijkt het moeilijk om investeringen uit te lokken.

VOORSTEL

Discussies over de ondersteuning van hernieuwbare energietechnologieën mogen niet beperkt blijven tot het bepalen van de juiste productiesubsidies. Wanneer hoge productie-incentives amper een impact hebben, liggen de knelpunten elders.



05

NIET-ECONOMISCHE BARRIÈRES



Niet-economische barrières spelen een fundamentele rol in de verdere ontwikkeling en expansie van hernieuwbare – en ook andere – energietechnologieën. Administratieve barrières en de BANANA-reflex kunnen betreurd worden, maar eenvoudige oplossingen liggen niet onmiddellijk in het vooruitzicht.

Systeemdenken dient centraal te staan in strategische visies over hernieuwbare energie. De ervaringen in Denemarken leren dat het veronachtzamen van cruciale systeemcomponenten kan leiden tot het abrupt stilvallen van de investeringen in windenergie.

De liberalisering van de elektriciteitsmarkt heeft de aandacht voor systeemintegratie wellicht wat vertraagd maar dit kan in de toekomst zeker bijgestuurd worden.

De huidige genereuze productiesubsidies bieden investeerders een hoog gegarandeerd rendement.

Uit de analyses van het IEA blijkt dat de OESO-landen al enkele jaren productiesubsidies bieden die hoog genoeg liggen om de kostenkloof met de productie van grijze elektriciteit te dichten. In het geval van wind, biomassa en in mindere mate biogas kunnen we zelfs concluderen dat heel wat landen via de productiesubsidies zelfs een hoog gegarandeerd rendement bieden aan private investeerders. Een goed windproject heeft helemaal geen ondersteuning van 10 dollarcent of meer per kWh elektriciteit nodig, terwijl het bijstoken van biomassa in de allerbeste projecten zelfs met de lage elektriciteitsprijzen van 2009 marktcompetitief is. Voor 100% biomassacentrales zijn natuurlijk veel hogere subsidies nodig, en hetzelfde geldt ook voor kleinschalige biogascentrales. Toch wordt het een grote uitdaging om het beschikbare potentieel aan hernieuwbare energie tegen 2020 te benutten. Er gebeurt heel wat, maar in de meeste landen gebeurt voorlopig te weinig.

Niet-economische barrières bieden ongetwijfeld een belangrijke verklaring voor de grote kloof tussen actuele capaciteit en het potentieel tegen 2020. Administratieve barrières waaronder lange en omslachtige vergunningsprocedures, een beperkte toegang tot elektriciteits- en energienetwerken, het ontbreken van voldoende geschoold personeel, informatiedeficits en de maatschappelijke aanvaarding van hernieuwbare energieprojecten zijn deels verantwoordelijk voor de langzame toename van de hernieuwbare capaciteit. Regio's met een hoge bevolkingsdichtheid en een zeer versnipperde ruimtelijke ordening zoals Vlaanderen bieden minder potentieel voor hernieuwbare energieprojecten, dan regio's met een lage bevolkingsdichtheid en grote beschikbare zones voor ontwikkeling.

Wie een nieuw investeringsproject wil opzetten, loopt altijd het risico op belangenconflicten waardoor het project sterk vertraagd of geëlimineerd kan worden.

Een maatschappij dient steeds een balans te vinden tussen wat kan en wat niet kan.

Wie een nieuw investeringsproject wil opzetten, loopt altijd het risico op belangenconflicten waardoor het project sterk vertraagd tot geëlimineerd kan worden. Dit is op zich geen indicatie van beleidsfalen want iedereen heeft het recht zijn of haar eigendommen te verdedigen. Het is behoorlijk naïef om te verwachten dat iedereen elk investeringsvoorstel voor windmolens of biogasinstallaties juichend zal onthalen. Toch moet er steeds een balans gevonden worden tussen wat kan en wat niet kan. Hiertoe dient de overheid een consistent beleidskader uit te werken, waarbinnen transparante criteria worden gebruikt om elk project zo objectief mogelijk te beoordelen. Van de tien windprojecten die in Vlaanderen geprospecteerd worden, zal er finaal één uitgevoerd kunnen worden na een procedureslag van gemiddeld vier jaar.

Voor de energietransitie zijn innovaties in het regulerend kader van even groot belang als technologische innovaties.

Complexiteit is een middel tot het vinden van een maatschappelijk compromis waarbij met steeds meer parameters rekening wordt gehouden.

Denemarken is het Europese pioniersland voor windenergie maar sinds 2000 wordt er niet meer geïnvesteerd in bijkomende capaciteit.

Niet-economische barrières behoren tot de economische realiteit in alle ontwikkelde landen. In landen waar beleidsmakers op een consistente wijze kiezen voor nieuwe energieprojecten, kunnen deze barrières op termijn in principe afgebouwd worden. Voor de energietransitie zijn innovaties in het regulerend kader van even groot belang als technologische innovaties. Landen die niet wensen te investeren in energietechnologisch onderzoek, weten dus waaraan te werken...

COMPLEXITEIT HEEFT EEN PRIJS, MAAR OOK EEN WAARDE

Toch is het onwaarschijnlijk dat de niet-economische barrières snel geëlimineerd zullen worden. Complexe maatschappijen hanteren omslachtige procedures en reglementeringen voor elk aspect van het dagelijkse leven. Complexiteit is nooit een doel maar steeds een middel tot het vinden van een maatschappelijk compromis waarbij met steeds meer parameters rekening wordt gehouden. Elk pleidooi voor administratieve vereenvoudiging en kortere vergunningsprocedures voor energieprojecten, doet denken aan de vele pogingen ter vereenvoudiging van de fiscaliteit. Zowat alle landen die kampen met een administratieve complexiteit, hebben eveneens een zeer complexe fiscale wetgeving. De fiscale complexiteit wordt al decennia lang bekritiseerd maar toch blijkt het zeer moeilijk - zoniet onmogelijk - om een fiscale vereenvoudiging door te voeren. Enkele Westerse landen hebben een fiscale vereenvoudiging kunnen doorvoeren tussen 1980 en 1990, maar telkens bleek dat deze vlug ongedaan gemaakt werd door het continue spervuur van nieuwe fiscale regels in de jaren na de vereenvoudiging. Finaal werd de wetgeving terug zeer complex, zij het met andere accenten dan voor de vereenvoudiging. Als de noodzakelijke fiscale vereenvoudiging zolang op zich laat wachten, waarom zou een eliminatie of sterke vermindering van de niet-economische barrières voor energieprojecten er dan wel snel komen?

NETWERKBARRIÈRES: PIJNLIJKE LESSEN UIT DENEMARKEN

Denemarken is het Europese pioniersland voor windenergie. Aan het einde van de eerste oliecrisis begonnen heel wat industrielanden te experimenteren met hernieuwbare energie. Met de daaropvolgende daling van de olieprijs verdween echter ook de beleidsinteresse en heel wat groene investeerders gingen door zeer barre tijden. Alleen

De stagnatie in het pioniersland is een dissonantie in de gebruikelijke 'goed nieuws berichtgeving' rond hernieuwbare energie.

Achter de hoge Deense productie van hernieuwbare elektriciteit, schuilt een lage nationale consumptie van de lokaal geproduceerde hernieuwbare elektriciteit

Denemarken exporteert een aanzienlijk deel van de groene elektriciteit omdat deze blijkbaar niet zomaar geïntegreerd kan worden in het Deense elektriciteitsnetwerk.

Denemarken bleef consistent verder investeren in windenergie, en betaalde zo een flink deel van de dure leercurve-effecten waardoor de sector achteraf globaal kon floreren. Het aantal windturbines steeg in Denemarken jaar na jaar, en vanaf 2000 is hernieuwbare energie – vooral windprojecten - goed voor ongeveer 20% van de Deense productie van elektriciteit. Hiermee is Denemarken nog steeds koploper hoewel Spanje en Duitsland sterk komen opzetten.

20% bleek een bovengrens voor de hernieuwbare elektriciteit want na 2000 werd in Denemarken nog amper een windturbine bijgebouwd. Toch laat Denemarken nog heel wat windpotentieel onbenut. Figuur 3-2 toont niet toevallig dat in de periode 2004/2005 nul % van het beschikbare potentieel tot 2020 is geëxploiteerd. De Deense bedrijven uit de windsector bleven overeind omdat na 2000 de vraag naar windturbines in andere Europese landen begon toe te nemen.

De stagnatie in het pioniersland is een dissonantie in de gebruikelijke 'goed nieuws berichtgeving' rond hernieuwbare energie. Geen wonder dat iedereen uit de sector het steevast heeft over Duitsland en Spanje, en liefst zo weinig mogelijk praat over Denemarken.

Hoe valt het Deense uitdoofscenario te rijmen met de pionierspositie?

Achter de hoge Deense productie van hernieuwbare elektriciteit, schuilt een lage nationale consumptie van de lokaal geproduceerde hernieuwbare elektriciteit. Hernieuwbare elektriciteit levert maar 6% van de elektriciteitsconsumptie in Denemarken. Het saldo van de geproduceerde groene elektriciteit – ongeveer 14% van de nationale elektriciteitsproductie – wordt uitgevoerd naar vooral Zweden en Noorwegen. Zeker in de wintermaanden wordt gemiddeld 80 tot 90% van de Deense windelectriciteit geëxporteerd. Deze export is mogelijk als gevolg van het oprichten van een ééngemaakte Scandinavische elektriciteitsmarkt een tiental jaren geleden, waarvoor geïnvesteerd werd in bijkomende in- en uitvoercapaciteit. Denemarken exporteert een aanzienlijk deel van de groene elektriciteit niet omdat de buurlanden deze absoluut willen importeren, maar omdat de groene elektriciteit uit windturbines om diverse redenen niet zomaar geïntegreerd kan worden in het Deense elektriciteitsnetwerk. Europese elektriciteitsnetwerken zijn traditioneel georganiseerd rond enkele grote centrales per regio. Dit was nooit een expliciete beleidsdoelstelling en de huidige netwerken zijn vooral het resultaat van een organische groei op basis van de geaccumuleerde kennis van energietechnologieën. De huidige combinatie van centrales laat in principe toe om adequaat in te spelen op

Windenergie is zeer variabel en kan leiden tot congestie- en stabiliteitsproblemen voor het elektriciteitsnetwerk. Deze problemen zijn in principe niet onoverkomelijk.

De groene elektriciteit uit Denemarken is al meer dan eens 'verkocht' aan een negatieve prijs.

de variabiliteit in de vraag naar elektriciteit. Daalt de vraag in de loop van de dag, dan wordt de productie in enkele centrales beperkt door de generatoren minder te benutten of worden enkele centrales zelf helemaal stilgelegd. Stijgt de vraag, dan worden de generatoren zwaarder belast en worden enkele piekcentrales opgestart. Netmanagement kan tevens beroep doen op de medewerking van de grote gebruikers, zoals de energie-intensieve industrie. Deze bedrijven kunnen op verzoek van de netwerkbeheerders hun vraag naar elektriciteit laten inspelen op de marktsituatie. Het spreekt vanzelf dat alle partijen die meewerken aan het optimale netbeheer hiervoor een gepaste vergoeding ontvangen. Deze vergoeding wordt meestal berekend als een compensatie voor gederfde inkomsten door bijvoorbeeld de lagere productie van elektriciteit gedurende een bepaalde periode. Elk land heeft hiervoor eigen afspraken.

Windenergie is zeer variabel en wanneer de totale windcapaciteit plots sterk rendeert en een hoge elektriciteitsproductie oplevert, kan dit leiden tot congestie- en stabiliteitsproblemen voor het elektriciteitsnetwerk. Deze problemen zijn in principe niet onoverkomelijk. Investeren in opslagcapaciteit, meer flexibele netwerken en extra transportcapaciteit kan soelaas brengen. Al deze opties vragen natuurlijk veel kapitaal en tijd. Om deze reden kan het voor Denemarken opportuun zijn om de geproduceerde groene elektriciteit zoveel mogelijk van het eigen net te houden en direct te exporteren via kabels onder de zee. Denemarken verkoopt de eigen groene elektriciteit voorlopig als een gemakkelijke oplossing. Toch biedt deze oplossing ook enkele grote ongemakken. Het exporteren van de lokale hernieuwbare productie kan de noodzakelijke netaanpassingen verder vertragen. Het probleem is immers geëxporteerd. Toch valt deze houding te begrijpen. Denemarken heeft al heel wat leerkosten betaald voor het ontwikkelen van de hernieuwbare productiecapaciteit en wil nu wellicht de kat uit de boom kijken en leren van de ervaringen in andere landen met netintegratie en netflexibiliteit.

Denemarken staat momenteel niet echt in een sterke onderhandelingspositie want als Zweden of Noorwegen de Deense elektriciteit niet aankopen, dreigt een probleem voor het Deense netwerk. De groene elektriciteit uit Denemarken wordt dan ook dikwijls verkocht aan relatief lage prijzen. In het verleden is al meer dan eens Deense windelektriciteit verkocht aan een negatieve prijs. Of anders geformuleerd; Denemarken subsidieert Zweden en Noorwegen om gratis Deense windelektriciteit in hun netwerken te integreren. Beide landen dienen hiertoe de elektriciteitsproductie uit waterkrachtcentrales te beperken. Het stilleggen van enkele turbines van een waterkrachtcentrale kan vrij snel gebeuren en spaart water.

Het verkopen van een product tegen een negatieve prijs is een ongebruikelijke fenomeen in de economische realiteit.

Verspilling en welvaartsverliezen dreigen wanneer onoordeelkundig omgesprongen wordt met productiesubsidies. Het beleid dient ook te werken aan systeemintegratie.

Meer Deense windelektriciteit betekent minder elektriciteit uit waterkrachtcentrales in Zweden en Noorwegen.

De ondersteuning van hernieuwbare energie werd in Denemarken een voorwerp van het maatschappelijke debat rond 1998

Het verkopen van een product tegen een zeer lage tot zelfs negatieve prijs is een ongebruikelijke praktijk in de economische realiteit. Lobbyisten met heel veel verbeelding willen in dit fenomeen een bewijs zien dat de elektriciteitsmarkten goed werken. Het fenomeen wijst vooral op de gevolgen van het blindelings subsidiëren en verstoren van markten. En dan krijgen we verspilling en welvaartsverliezen. Een succesvolle integratie van intermitterende of variabele bronnen vraagt dus veel meer dan het uitdelen van subsidies.

Momenteel verdringt of compenseert de Deense windelektriciteit de productie van waterkrachtelektriciteit in Zweden en Noorwegen. De ecologische meerwaarde van deze constructie blijft beperkt tot het sparen van water. Het is dus niet zo dat de export van windelektriciteit van Denemarken leidt tot een evenredige daling van de productie van elektriciteit uit vervuilende steenkoolcentrales in Noorwegen en Zweden. Noorwegen haalt bijna alle elektriciteit uit waterkrachtcentrales en heeft geen steenkoolcentrales om af te leggen bij de import van Deense elektriciteit. Waterkracht is trouwens goed voor 60% van de totale energieconsumptie – inclusief transport, elektriciteit, industrie en gezinnen – in Noorwegen. In Zweden is waterkracht goed voor 50% van de elektriciteitsproductie, nucleaire elektriciteit levert ongeveer 45% en de rest wordt gehaald uit gas- en steenkoolcentrales.

De Deense elektriciteit uit windturbines wordt dus goedkoop verkocht maar werd eerst duur gesubsidieerd. De Deense consument/belastingbetaler betaalde eerst letterlijk miljarden voor de investeringen in windenergie en andere landen krijgen dan de productie aan zeer interessante voorwaarden. Dit is niet bepaald een *win-win* situatie voor de Denen en de ondersteuning van hernieuwbare energie werd om deze reden een voorwerp van het maatschappelijke debat rond 1998. Uiteindelijk werd windenergie een verkiezingsthema en de coalities na 2000 vulden hun verkiezingsbelofte in door op de rem te gaan staan bij de ontwikkeling van windprojecten.

Het Deense verhaal is natuurlijk op meer dan één manier te vertellen of te interpreteren. Heel wat energie- of klimaatdebatten zijn niet meer gebaseerd op feiten maar op percepties en *mindsets*. Wie het Deense verhaal niet leuk vindt, zal stellen dat het Deense probleem het resultaat is van het gedrag van saboterende bedrijven, en van de slechte intenties van domme politici en onbekwame regulatoren. Hoe dan ook, er zijn voor windenergie ook grenzen aan de groei...

KIP OF EI?

Hoe valt het te verklaren dat Denemarken niet anticipeerde op deze problematiek?

De eerste pleidooien voor fundamentele netaanpassingen en investeringen in opslagcapaciteit voor elektriciteit dateren van rond 1980

De Denen waren zeker niet kortzichtig en de eerste pleidooien voor fundamentele netaanpassingen en investeringen in opslagcapaciteit voor elektriciteit dateren van rond 1980. Denemarken experimenteert al lang met zeer diverse opslagtechnologieën – gaande van zoutvaten tot warmtekelders voor woonwijken – maar heeft voorlopig nog geen grote investeringen gedaan in bijvoorbeeld energie-eilanden waarbij het op- of wegpompen van water toelaat elektriciteit efficiënt op te slaan. Dergelijke investeringen hebben een hoge prijs en de kabels naar de buurlanden waren nu eenmaal beschikbaar. Dus waarom niet eenvoudigweg gebruik maken van de bestaande exportmogelijkheden...

Noorwegen en Zweden hebben in principe nog heel wat mogelijkheden voor bijkomende investeringen in waterkrachtcentrales. Ook rond de Alpen zijn er nog aanzienlijke mogelijkheden voor bijkomende waterkrachtcentrales. Eens het Europese netwerk het toelaat om goedkoop elektriciteit te transporteren over lange afstanden met minimale verliezen en lage kosten – via HVDC-netwerken –, kan een expansie van windenergie gebalanceerd worden via de waterkrachtcapaciteit. Natuurlijk zullen op termijn heel wat landen geïnteresseerd zijn in de balanceermogelijkheden via waterkrachtcentrales, zodat de aanbieders van deze watercapaciteit de vele vragers tegen elkaar kunnen uitspelen. De vooruitzichten voor de eigenaars van de waterkrachtcentrales zijn dan ook schitterend, te meer daar het bijbouwen van nieuwe waterkrachtcapaciteit in de meeste landen zo goed als onmogelijk is geworden onder druk van de ecologische bewegingen.

Nieuwe waterkrachtcapaciteit is in de meeste landen zo goed als onmogelijk geworden onder druk van de ecologische bewegingen.

Er is dan ook geen aantrekkelijk investeringsklimaat voor opslagtechnologie voor elektriciteit uit intermitterende bronnen zoals de wind en de zon. De uitbouw van transportmogelijkheden naar waterkrachtcentrales dreigt net de behoefte aan opslagcapaciteit te beperken. De verwachte expansie van de transportmogelijkheden verloopt traag om diverse redenen, waaronder de trage expansie van de *offshore* parken. En de investeerders in *offshore* parken willen natuurlijk graag zekerheid over de bijkomende transportmogelijkheden vooraleer ze ingrijpende beslissingen nemen. Uiteindelijk wacht iedereen een beetje op iedereen. Daarbij komt dat het huidige ondersteuningsbeleid via

Iedereen wacht een beetje op iedereen en de noodzakelijke netintegratie blijft uit.

de productiesubsidies enkel inspeelt op de investeerders in productiecapaciteit. Deze investeerders willen vooral veel capaciteit bouwen en zijn niet betrokken bij netwerkbeslissingen of bij beslissingen in opslagcapaciteit. Ze hoeven ook niet geïnteresseerd te zijn in de opslagproblematiek omdat ze geld verdienen met elke geproduceerde kWh, ongeacht het gebruik of de bestemming. Ook al worden de geproduceerde MWh gratis weggegeven aan enkele buurlanden, de investeerders in windturbines verdienen genoeg evenveel geld.

DE LIBERALISERING VAN DE ENERGIEMARKT

De geschetste problemen zijn niet onoverkomelijk, zeker niet in landen met tot op heden een zeer beperkte hernieuwbare capaciteit. Toch remmen ze momenteel de expansie af van hernieuwbare capaciteit in de pionierslanden. Dit heeft veel te maken met de liberalisering van de energiemarkten, en van de elektriciteitsmarkten in het bijzonder. Voor de liberalisering hanteerden veel – maar niet alle – Europese landen een gecentraliseerd model waarbij één groot (staats)bedrijf de totale markt controleerde. Dit dominante bedrijf stond niet alleen in voor de productie van elektriciteit maar ook voor distributie, transmissie en netbeheer. Aan deze constructie zijn voor- en nadelen verbonden. Een dominant bedrijf beheert alle aspecten van de marktwerking, en kan zo makkelijk barrières opwerpen voor nieuwkomers die aangetrokken worden door de comfortabele winstmarges die in quasi-monopoliemarkten te realiseren vallen.

Het voordeel van een dominant bedrijf is natuurlijk de relatief beperkte coördinatie die nodig is om het elektriciteitssysteem optimaal te laten functioneren. Eén bedrijf controleert alles en kan dus zelf beslissen waar welke capaciteit wordt opgebouwd en welke netaanpassingen nodig zijn om deze capaciteit optimaal te laten renderen. Er zijn geen lange onderhandelingen met verschillende partijen nodig en hierdoor kan veel tijd en veel geld bespaard worden.

Met de liberalisering koos Europa voor het loskoppelen van productie, distributie, transmissie en netwerkbeheer. Hiertoe waren er zeer gegronde redenen. Deze liberalisering viel wel net samen met de eerste investeringsgolf in hernieuwbare elektriciteit. De kwestie van netwerkenaanpassingen ten behoeve van hernieuwbare capaciteit stelde zich in diverse landen net op het moment dat de traditionele netwerkbeheerders losgeweekt werden uit een dominante moedermaatschappij, en voor het eerst moesten gaan optreden als autonome entiteiten. Nieuwe en marktconforme coördinatiemechanismen

Met de liberalisering koos Europa voor het loskoppelen van productie, distributie, transmissie en netwerkbeheer.

Door de liberalisering moesten nieuwe en marktconforme coördinatiemechanismen uitgewerkt worden en dit duurde in het ene land al wat langer dan in het andere.

De liberalisering resulteert in de vorming van een Europees oligopolie ter vervanging van de nationale monopolies.

Overheden moeten de integreerbaarheid van hernieuwbare energie verhogen.

moesten uitgewerkt worden en dit duurde in het ene land al wat langer dan in het andere. Wat vroeger intern gecompenseerd werd in het dominante bedrijf, diende nu een marktprijs te krijgen. Het versnipperen van activiteiten over verschillende bedrijven die elk hun eigen rentabiliteit moeten realiseren, biedt geen garantie op lagere prijzen voor de consument. In bepaalde landen dienden deze nieuwe bedrijven te werken onder eigenaardige restricties – bijvoorbeeld in verband met investeringen – waardoor een situatie ontstond waarin netwerkbeheerders allesbehalve konden inzetten op een ambitieus moderniseringsprogramma. Er zijn dus sterke indicaties dat de inertie rond netwerken en opslagcapaciteit deels toe te schrijven is aan de fundamentele veranderingen op de elektriciteitsmarkt. Deze markt is intussen veel stabiel – elke partij heeft een klare kijk op haar mogelijkheden en beperkingen – zodat plannen voor de toekomst eindelijk geconcretiseerd kunnen worden.

Wel blijkt dat de liberalisering vooral resulteert in de vorming van een Europees oligopolie ter vervanging van nationale monopolies. Dit is een logische evolutie voor een kapitaalintensieve sector, maar ook hieraan kunnen nadelen verbonden zijn voor de spelers in de niche van de hernieuwbare energie. De grote Europese elektriciteitsbedrijven en nieuwe investeerders wensen hun eigen productieportefeuille te optimaliseren en zijn niet noodzakelijk geïnteresseerd in het optimaliseren van nationale netwerken. Zolang de productiesubsidies domineren en de kosten van de netwerkaanpassingen afgewenteld kunnen worden op andere partijen, houden investeerders onvoldoende rekening met alle kosten. Investeerders zullen net investeren in die landen die alle indirecte kosten eenvoudigweg doorrekenen aan de nationale consumenten.

SYSTEEMDENKEN

Wanneer de private marktpartijen aarzelen met het uitvoeren van de nodige aanpassingsinvesteringen, is het aan de overheden om de integreerbaarheid van hernieuwbare energie naar een hoger niveau te tillen. Dit dient natuurlijk steeds te gebeuren op een pragmatische – dat wil zeggen kostenefficiënte – manier.

De huidige productiestimuli voor hernieuwbare energie hebben weinig of geen directe impact op de ondersteunende systeemcomponenten.

Alle mogelijk stimuli voor hernieuwbare energie – *carbon values*, *Feed-in* tarieven, GSC of andere quotaverplichtingen – hebben weinig of geen directe impact op de ondersteunende systeemcomponenten. *Feed-in* tarieven voor de productie van groene elektriciteit gaan geen investeerders aanzetten tot de bouw van bijvoorbeeld een kusteiland voor energieopslag. De productie-incentives stimuleren de productie, ongeacht de integreerbaarheid in het bestaande systeem. De rol van de overheid mag zich dus niet beperken tot het voorzien van productie-incentives. De markt mag dan wel geliberaliseerd zijn, overheden dienen mee te denken over de evoluties op lange termijn.



VOORSTEL

Een grondige analyse van de niet-economische barrières voor alle hernieuwbare energietechnologieën dringt zich op. Hierdoor kan de toekomstige benutting van het beschikbare potentieel realistischer ingeschat worden.

VOORSTEL

Onderzoekinstellingen kunnen nagaan in welke mate 'onze' niet-economische barrières verschillen in vergelijking tot de situatie in andere representatieve regio's in de EU. Bestaat er een efficiënte aanpak om de niet-economische barrières significant te verminderen?

VOORSTEL

Aandacht voor systeemcomponenten dient centraal te staan in discussie over hernieuwbare energie. Voorlopig gaat alle aandacht naar productiedoelstellingen. Wie zal deze hernieuwbare elektriciteit echter consumeren, en welke bijkomende investeringen zijn noodzakelijk om deze consumptie mogelijk te maken? Deze analyses dienen op een transparante wijze aangepakt te worden zodat een debat mogelijk is over de toewijzing van deze kosten.

06

DE DOMINANTIE VAN KOOLSTOF



Fossiele energiebronnen hebben enkele typische voordelen; energiedichtheid, energieopslag en een hoge benuttingsgraad. De troeven zijn mede verantwoordelijk voor de dominantie van het fossiele systeem. Van de hernieuwbare energietechnologieën scoren biomassa, biogas en waterkracht relatief goed qua energieopslag.

Het fossiele systeem werd geselecteerd door de markt hoewel deze eerst een 100% hernieuwbaar energiesysteem selecteerde op basis van wind, biomassa en waterkracht. Fossiele energie verdreef langzaam het hernieuwbare energiesysteem en met de transitie voor de nabije toekomst wordt een omgekeerde evolutie beoogd.

De beoogde energietransitie wil een dominant systeem vervangen door een systeem waarvan we op dit moment nog niet alle componenten kennen.

Het fossiele systeem werd geselecteerd door de markt. In het pre-fossiele tijdperk selecteerde de markt eerst een 100% hernieuwbaar energiesysteem op basis van wind, biomassa en waterkracht. Fossiele energie verdreef langzaam het hernieuwbare energiesysteem en met de transitie voor de nabije toekomst wordt een omgekeerde evolutie beoogd. Steenkool werd beetje bij beetje geïntegreerd in het energiesysteem. Steenkool werd verhandeld vanaf 1200 maar de opmars van steenkool verliep moeilijk omdat de nadelen van steenkool zwaar doorwogen. Steenkool ligt aan de basis van de industrialisering van het Westen, maar rond 1850 leverde biomassa globaal nog steeds 85% van de primaire vraag naar energie. Veel later werden ook aardolie en aardgas geselecteerd door het marktmechanisme. Pas in 2005 levert het fossiele systeem ongeveer 85 tot 90% van de mondiale primaire vraag naar energie. De beoogde energietransitie wil een dominant systeem vervangen door een systeem waarvan we op dit moment nog niet alle componenten kennen. Hoe haalbaar is deze uitdaging?

Rond 1890 was de fossiele energieproductie ongeveer gelijk aan de energieproductie uit biomassa. Het bleek niet mogelijk om de energieproductie uit biomassa snel op te voeren en steenkool werd alsmaar belangrijker. Intussen groeide het globale energiesysteem zeer sterk: van 1,4 TeraWatt in 1890 tot 14 TeraWatt vandaag. Het fors opvoeren van het relatieve aandeel van biomassa kan alleen wanneer de vraag naar energie sterk daalt. Het vervangen van de helft van alle fossiele energie zou meer dan een verdrievoudiging vragen van de biomassaproductie voor energiediensten. Dat is niet evident want een boom groeit nog altijd even snel als in 1890 en een kubieke meter hout heeft nog steeds dezelfde energiewaarde. Wie dus pleit voor het vervangen van de ene technologie door de andere, dient zich grondig te bezinnen over de schaal of reikwijdte van elke energietechnologie.

ENERGIEDICHTHEID

Fossiele energie heeft een hoge energiedichtheid. In de transities van biomassa naar steenkool en van steenkool naar olie en gas, werden steeds brandstoffen met een lagere energiedichtheid vervangen door brandstoffen met een hogere energiedichtheid. Goede biomassa heeft een energiedichtheid van maximaal 18 Megajoules per kilogram. De energiedichtheid van steenkool bedraagt ongeveer 30 Megajoules per kilogram en aardolie scoort met een energiedichtheid van 42 Megajoules per kilogram nog beter. Voor dezelfde energieproductie, dienen we dus drie kilogram biomassa te produceren

Voor eenzelfde energieproductie, dienen we drie kilogram biomassa te produceren voor elke kilogram olie.

Onze huidige infrastructuur van huizen, gebouwen en wegen is gebaseerd op het fossiele systeem met een hoge energiedichtheid.

voor elke kilogram olie. Voor elke liter fossiele brandstof dienen we anderhalve liter biobrandstof te produceren. Dit zijn op zich geen onoverkomelijke problemen maar de consequenties inzake productie, verwerking, infrastructuur en opslag zijn niet miniem. Een olietanker vervoert veel meer energie dan een even groot schip met hout.

We halen koolstof uit de grond. Koolstof is biomassa die gedurende miljoenen jaren verwerkt werd door de natuur. De ontginning van de fossiele brandstoffen is efficiënt omdat we enorm veel energie kunnen halen uit de bestaande ondergrondse voorraden. Biomassa wordt bovengronds geproduceerd aan een rendement van 1W per vierkante meter. Windenergie en energie uit waterkrachtcentrales wordt geproduceerd tegen een rendement van 10 W/m². Door hun geconcentreerd aanbod, leveren fossiele brandstoffen 100 tot 1 000 W/m². In een omgeving waar voor elke vierkante meter vele toepassingen bestaan, heeft fossiele energie een duidelijk voordeel.

Onze huidige infrastructuur van huizen, gebouwen en wegen is gebaseerd op het fossiele systeem met een hoge energiedichtheid. Indien we de huidige infrastructuur van energie willen voorzien door bijvoorbeeld zonne-energie, dan blijkt zeer vlug wat de nadelen zijn van een lage energiedichtheid. Een private woning kan werken op zonne-energie door het dak vol te leggen met zonnepanelen. Dit is nu al een haalbare optie. Voor een supermarkt hebben we echter een oppervlakte aan zonnepanelen nodig die minimaal tien keer groter is dan het dak. En voor een groot flatgebouw is een energie-oppervlakte nodig die honderden tot duizend keer hoger is dan de beschikbare dakoppervlakte.

ENERGIE-OPSLAG

Fossiele energieproducten kunnen opgeslagen en overgeslagen worden. Van de hernieuwbare energiebronnen bieden alleen biomassa en waterkracht intrinsieke opslagmogelijkheden. Het waterniveau achter een dam kan echter niet onbepaald verhoogd worden en biomassa en biofuels kampen met verrottingsverschijnselen. Elektriciteit uit de wind en de zon kan gestockeerd worden in pompsystemen of batterijen maar hier toe zijn bijkomende investeringen noodzakelijk die doorgerekend moeten worden in de gemiddelde productiekost.

BENUTTINGSGRAAD

Fossiele brandstoffen zijn letterlijk opgeslagen energievoorraden die getransformeerd kunnen worden in centrales die tot 80% van de tijd werken. Wie doet beter?

Windturbines werken jaarlijks slechts 73 tot 91 dagen op volle kracht.

Het fossiele systeem heeft niet per toeval het hernieuwbare systeem op basis van biomassa verdrongen

Door de overheid opgelegde marktcorrecties dwongen het fossiele systeem om steeds efficiënter te worden

Het huidige fossiele systeem kent een continue hoge consumptie van energie. Naast de logische fluctuaties in de vraag naar energie, nam de *baseload* vraag toe tijdens de laatste decennia. Eenvoudig op te slaan energiedichte brandstoffen voor centrales met een hoge benuttingsgraad of capaciteitsfactor bieden het beste antwoord op de hoge *baseload* vereisten. Fossiele brandstoffen zijn letterlijk opgeslagen energievoorraden en worden getransformeerd in centrales die tot 80 tot 90% van de tijd kunnen werken. Wie doet beter?

Kerncentrales hebben een capaciteitsfactor van meer dan 90% en kunnen dus een groot deel van het jaar een *baseload* productie genereren. De wind en de zon moeten vooralsnog benut worden wanneer ze er zijn. De meeste windturbines in Denemarken, Duitsland en Spanje hebben een capaciteitsfactor van 20 tot 25%, wat dus betekent dat windturbines jaarlijks slechts 73 tot 91 dagen op volle kracht werken. Dit is niet bepaald een interessante optie voor de productie van *baseload*. Op termijn moet het natuurlijk mogelijk zijn om onze vraag naar *baseload* sterk te beperken. Deze vraagbeperking zit in alle modellen uit ETP2008 maar ook volgens het zeer ambitieuze BLUE scenario zal er in 2050 nog een aanzienlijke *baseload* productie uit fossiele energie nodig zijn.

Dit overzicht mag duidelijk maken dat het fossiele systeem niet per toeval het hernieuwbare systeem op basis van biomassa heeft verdrongen.

REGULERING MAAKT EFFICIËNTER

Het huidige energiesysteem is er gekomen als gevolg van de vrije marktkrachten. Deze vrije marktkrachten werden in de laatste decennia in toenemende mate onderworpen aan allerlei reguleringen, belastingen, subsidiemechanismen, technologische voorschriften en vormen van protectionisme. Het huidige fossiele systeem is dan ook het resultaat van een sterk verstoorde of gecorrigeerde marktwerking. Dit is allesbehalve opzienbarend want het is lang zoeken naar economische activiteiten die niet op een of andere manier worden belast of gereguleerd.

Deze marktcorrecties dwongen het fossiele systeem vooral om steeds efficiënter te worden. Het opleggen van belastingen verhoogt de prijs voor de finale consument en hierdoor kan de vraag terugvallen. Milieuregulering kan gelijkaardige kostprijsconse-

quenties hebben. Alleen een hogere efficiëntie – meer output voor elke eenheid input – maakt het mogelijk om zowel de koolstofemissies als de prijsconsequenties van belastingen voor de finale consument te beperken.

Ondanks al de bestaande regulering blijft het fossiele systeem blijkbaar probleemloos dominant. Dit mag geen verrassing zijn want het was nooit de bedoeling van de regulator om het fossiele systeem weg te reguleren. Vooral de nadelige milieuconsequenties waren het voorwerp van corrigerende regulering.

07

IS INEFFICIËNTIE EEN
GARANTIE VOOR
DOMINANTIE?



Het fossiele systeem is allesbehalve efficiënt. Dit biedt paradoxaal genoeg een belangrijk toekomstig CO₂-reductiepotentieel aan een relatief lage prijs.

Voor de hernieuwbare energietechnologieën zijn er grote verschillen in CO₂-reductiekost per technologie. Waterkracht en biogas bieden goedkope CO₂-reductieopties, terwijl zonnepanelen voorlopig excessief duur uitvallen.

De efficiëntiekloof tussen de oudste en de allernieuwste fossiele installaties wordt alsnog groter

De alternatieve technologieën van de verre toekomst blijven onzeker terwijl in het fossiele systeem met zekerheid enorme efficiëntieverbeteringen mogelijk zijn.

Het fossiele systeem is dominant maar kent een interne concurrentie

Het rendement van steenkoolcentrales steeg van 35% in 1980 tot ongeveer 46% in 2008.

Het huidige energiesysteem is zeer kapitaalintensief. Eens gebouwd, worden installaties dan ook zo lang mogelijk gebruikt. Steenkoolcentrales van meer dan 50 jaar oud zijn geen uitzondering. Gedurende de lange gebruiksperiode van deze activa, staat de technologische dynamiek niet stil. De efficiëntiekloof tussen de oudste en de allernieuwste fossiele installaties wordt alsnog groter. Terecht wordt geconcludeerd dat een deel van het fossiele systeem zeer inefficiënt en verouderd is. Maar is dit een probleem of net een opportuniteit?

De energietransitie is een verkenning van het onbekende met enorme onzekerheden. De alternatieve technologieën van de verre toekomst blijven onzeker terwijl we wel met zekerheid weten dat enorme efficiëntieverbeteringen mogelijk zijn in het bestaande fossiele systeem. Hiertoe dienen we alleen de oudste installaties te sluiten en te vervangen door de beste technologieën die nu op de markt zijn. En in 2050 zullen de beste thermische centrales nog efficiënter zijn.

De makkelijke efficiëntiewinsten vormen een belangrijke troef van het fossiele systeem, zeker wanneer investeerders fossiele en niet-fossiele projecten dienen te vergelijken. En elke euro die gaat naar efficiëntieverbeteringen in het fossiele systeem, kan niet meer gebruikt worden voor niet-fossiele systemen.

SCHOON & FOSSIEL: STEENKOOL

Het fossiele systeem is dominant maar kent een interne concurrentie. Als het rendement van gascentrales spectaculair verbetert, dan moeten de steenkoolcentrales volgen of hun marktaandeel zal krimpen. Rendementsverbeteringen kunnen in principe ook een deel van de gestegen brandstofkosten compenseren en zo de aantrekkelijkheid van het fossiele systeem veilig stellen.

Het rendement van steenkoolcentrales steeg van 35% in 1980 tot ongeveer 46% in 2008. Dit is een relatieve rendementsverbetering van ongeveer 31%. Het IEA voorziet een rendement van ongeveer 50% binnen enkele decennia. Eon plant binnen het COMTES 700 project de bouw van een 400 MW demonstratieproject met een rendement van 50% tegen 2014.

Momenteel werken in Europa, de Verenigde Staten en de rest van de wereld letterlijk nog honderden steenkoolcentrales die dateren van voor 1975. In bepaalde landen is het aantal steenkoolcentrales daterend van voor 1965 verbijsterend hoog. Omdat het marktaandeel van de meest efficiënte steenkoolcentrales relatief klein blijft, schat het

Met CCS daalt het rendement van de beste steenkoolcentrales in 2050 van meer dan 50% naar ongeveer 44%.

IEA dat het gemiddelde rendement van het huidige park van steenkoolcentrales 37% bedraagt. In het *business-as-usual* scenario van ETP2008 zal dit gemiddelde rendement stijgen tot 40% tegen 2050. In het BLUE scenario zal het gemiddelde rendement in 2050 iets hoger zijn dan 50%. Dit zijn rendementen voor steenkoolcentrales zonder CCS. Met CCS daalt het rendement van de beste steenkoolcentrales in 2050 van meer dan 50% naar ongeveer 44%, wat neerkomt op een rendementsverlies van ongeveer 10%. De rendementsverbetering van 35% zonder CCS is overigens alleen realiseerbaar indien alle oude centrales worden stilgelegd, zodat alleen op de meest efficiënte wijze steenkool verbrand zal worden.

Het vervangen van deze oude inefficiënte steenkoolcentrales door de meest recente centrales kan dus zorgen voor enorme efficiëntieverbeteringen, een lagere vraag naar steenkool en lagere CO₂-emissies. Toch zal de rendementsverbetering van 35% tussen 1980 en 2008 niet zomaar leiden tot een globale reductie van de CO₂-emissies met 35%. De oudste steenkoolcentrales worden zeker in het Westen niet continu gebruikt. Elektriciteitsproducenten gebruiken de meest efficiënte centrales voor continue of *baseload* productie.

De ecologische voordelen van investeringen in de meest efficiënte steenkoolcentrales of van het moderniseren van oude steenkoolcentrales kunnen niet zomaar van tafel geveegd worden. Indien alle steenkoolcentrales van meer dan 30 jaar oud in de komende 20 jaar vervangen worden door de allernieuwste steenkooltechnologie, dan dalen volgens ALSTOM de jaarlijkse CO₂-emissies met meer dan één miljard ton per jaar. Dit is niet bepaald een detail. Ook meegenomen is de reductie van de conventionele pollutie bij de productie van elektriciteit. Indien deze nieuwe projecten voorzien zijn van systemen om de CO₂ op te vangen en achteraf op te slaan, is de potentiële emissiereductie nog veel groter. Volgens Euracoal kan deze technologie vanaf 2020 beschikbaar zijn. De steenkoolsector ziet de toekomst dan ook met vertrouwen tegemoet.

De vervanging van oude steenkoolcentrales is een langzaam proces. Elk jaar kan zo'n 2 à 3% van de geïnstalleerde capaciteit vervangen worden door de allernieuwste technologie. De bouw van een nieuwe steenkoolcentrale duurt enkele jaren, en in heel wat landen dienen investeerders eerst een omslachtige en trage vergunningsperiode te doorlopen. Bovendien is de leveringscapaciteit momenteel erg beperkt. En dan zijn er ook landen waarin de beleidsmakers gewoonweg geen beslissingen nemen zodat de vervangingsinvesteringen niet eens gepland kunnen worden. Elke vertraging in de vervanging van inefficiënte technologie door efficiënte technologie heeft een ecologische opportuniteitskost.

De vervanging van oude steenkoolcentrales is een langzaam proces. Elk jaar kan zo'n 2 à 3% van de geïnstalleerde capaciteit vervangen worden door de allernieuwste technologie. Elke vertraging in de vervanging van inefficiënte technologie door efficiënte technologie heeft een ecologische opportuniteitskost.

GOEDKOPE CO₂-REDUCTIES

Volgens Euracoal bedraagt de CO₂-reductiekost bij de bouw van een nieuwe steenkoolcentrale 14 à 21 euro per ton.

Niet investeren in moderne steenkoolcentrales maar in de duurste hernieuwbare energietechnologieën leidt dan ook tot een hogere factuur van het klimaatbeleid.

Landen met heel wat oude en inefficiënte steenkoolcentrales beschikken per definitie over een groot potentieel van goedkope CO₂-reducties. Euracoal – niet bepaald een organisatie zonder belangen die verdedigd dienen te worden – presenteert in onderstaande tabel de kostprijs van verschillende CO₂-reductietechnologieën op basis van berekeningen van RWE en DEBRIV. Deze cijfers sluiten vrij goed aan bij de bestaande literatuur – hierover later meer – en verdienen dan ook de nodige aandacht. Zo blijkt dat de CO₂-reductiekost in euro per ton bij de bouw van een nieuwe steenkoolcentrale 14 à 21 euro bedraagt. Het moderniseren van een oude steenkoolcentrale zou leiden tot een nog lagere CO₂-reductiekost van 5 à 10 euro per ton CO₂. Hoewel dit niet uitdrukkelijk in de publicatie van Euracoal is vermeld, zijn deze berekeningen gebaseerd op de hypothese dat de nieuwe of gemoderniseerde steenkoolcentrales telkens in de plaats komen van oude steenkoolcentrales. De berekening van de reductiekost voor nieuwe steenkoolcentrales zoals in Tabel 3-4, is dan ook niet relevant voor landen zonder (oude) steenkoolcentrales. Mochten de Belgische nucleaire centrales vervangen worden door nieuwe steenkoolcentrales zonder CCS, dan stijgen de CO₂-emissies sterk waardoor de globale CO₂-reductiekost voor ons land toeneemt.

Uit dezelfde studie blijkt dat opteren voor hernieuwbare energietechnologieën leidt tot aanzienlijk hogere reductiekosten in vergelijking tot het vervangen van oude steenkoolcentrales. Vooral zonnepanelen blijken te resulteren in zeer dure CO₂-reducties. Deze cijfers zijn gebaseerd op de Duitse context en worden hieronder in Tabel 3-5 vergeleken met eigen berekeningen van de CO₂-reductiekosten in Duitsland. Kortom, moderne steenkoolcentrales leveren volgens Euracoal de goedkoopste oplossing voor de CO₂-reductiedoelstellingen. Niet investeren in moderne steenkoolcentrales maar in de duurste hernieuwbare energietechnologieën leidt dan ook tot een veel hogere factuur van het klimaatbeleid.

TABEL 3-4: REDUCTIEKOST IN EURO PER TON CO₂ VOOR ENKELE TECHNOLOGISCHE OPTIES

Technologische optie	euro/ ton CO ₂
Retrofit – moderniseren oude steenkoolcentrale	5-10
Nieuwe steenkoolcentrale	14-21
Waterkrachtcentrale	33-43
WKK (warmte-kracht-koppeling)	45-60
Windturbines	60-70
CO ₂ -opvang	40-70
Zonnepanelen	500-600

BRON: EUROCOAL (2005). CLEAN COAL – A STRATEGY IN REVIEW, p.10

De informatie in Tabel 3-4 is correct en relevant voor het CO₂-vraagstuk. Elke tabel is echter een selectieve weergave van de realiteit omdat de lezer niet altijd weet welke opties geweerd zijn uit de vergelijking. Zo zijn er honderden andere technologische opties ter beperking van de CO₂-uitstoot. Investeren in energiebesparingen en energie-efficiëntie is vanuit maatschappelijk oogpunt de absolute prioriteit in het klimaat- en energiebeleid. Goede efficiëntieprojecten kunnen een negatieve CO₂-reductiekost hebben omdat de uitgespaarde brandstofkosten hoger uitvallen de initiële investering.

Investeren in energiebesparingen en energie-efficiëntie is vanuit maatschappelijk oogpunt de absolute prioriteit in het klimaat- en energiebeleid.

CO₂-REDUCTIEKOST VOOR HERNIEUWBARE ENERGIETECHNOLOGIE

Wat weten we echter over de CO₂-reductie als gevolg van de recente ondersteuning van hernieuwbare energietechnologieën? Hiertoe dienen we de blik te richten naar Duitsland. Duitsland is een van de weinige landen waarvan de CO₂-reductiekost per hernieuwbare energietechnologie op een transparante manier berekend kan worden.

TABEL 3-5: CO₂-REDUCTIEKOST PER HERNIEUWBARE ENERGIETECHNOLOGIE IN DUITSLAND (2006)

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

Tabel 3-5 geeft een overzicht van de CO₂-reductiekost door de kost van de Duitse productie-incentives voor hernieuwbare energie – 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. De berekening in Tabel 3-5 vertrekt van de officiële informatie van de Duitse overheid zoals gepubliceerd in het jaarlijkse vooruitgangrapport over hernieuwbare energie. De vierde kolom uit Tabel 3-5 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 3-5 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 vermindert 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 *onshore* 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.

Hydroprojecten laten toe om de CO₂-emissies te reduceren tegen een zeer lage kost. Ook biogasprojecten scoren zeer goed.

Investeren in windenergie is zonder enige twijfel een relatief kostenefficiënte klimaatstrategie.

Uit Tabel 5-3 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 reductiekost van 18,25 euro.

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. 47 euro per ton is natuurlijk een gemiddeld cijfer dat de verschillen tussen alle gebruikte turbines wegvlakt. 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.

Voor PV of zonnepanelen is de reductiekost per vermeden ton CO₂ echter excessief hoog.

Tabel 3-5 leert tevens dat elektriciteit uit biomassa een duurdere klimaatmaatregel blijkt te zijn dan windenergie. Voor PV of zonnepanelen is de reductiekost per vermeden ton CO₂ echter excessief hoog. PV heeft in Duitsland een reductiekost van 705 euro per vermeden ton CO₂ die in vergelijking tot onshore wind 15 keer hoger ligt. Investeren in PV kan voorlopig niet gepromoot worden 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.

SCHOON & FOSSIEL: GAS

Tussen 1980 en vandaag steeg het rendement van gascentrales van 35% naar 58%, een verbetering met 65%.

Voor gascentrales zijn de rendementsverbeteringen aanzienlijk hoger dan voor steenkoolcentrales. De gastecnologie kende een snelle evolutie en het huidige park van gascentrales is dan ook behoorlijk divers. In 1980 haalde een gascentrale een gemiddeld rendement van 35%. In 2000 haalden de beste centrales 50 à 52% en de meest efficiënte centrales van vandaag hebben een rendement van ongeveer 58%. Dit komt neer op een relatieve rendementsverbetering van maar liefst 65%. Volgens het IEA bedroeg het gemiddelde rendement van het huidige park van gascentrales ongeveer 45% in 2005. Het IEA ziet een gemiddeld rendement voor het gaspark van 62% volgens het *business-as-usual* scenario in 2050. Met het BLUE scenario zal het gemiddelde rendement van het gaspark in 2050 stijgen tot 68%. Indien CCS gekoppeld wordt aan deze gascentrales, daalt het gemiddelde rendement tot 50% in het BLUE scenario. CCS zorgt bij gascentrales voor een rendementsverlies van ongeveer 25%. Dit verschil met het rendementsverlies voor steenkoolcentrales suggereert dat CCS best beperkt wordt tot steenkoolcentrales.

CCS zorgt bij gascentrales voor een rendementsverlies van ongeveer 25%.

Gascentrales met een rendement van 68% kunnen binnen enkele decennia leiden tot een grote reductie van de broeikasgasemissies. De concurrentiestrijd binnen het fossiele systeem maakt dat hernieuwbare energietechnologieën voor de productie van elektriciteit niet alleen concurrentieel moeten zijn tegenover de huidige fossiele en nucleaire technologie, maar ook vergeleken zullen worden met de meer efficiënte fossiele technologieën van de toekomst. Het is dus niet zo eenvoudig om in te schatten wanneer hernieuwbare energietechnologie even rendabel kan worden als de fossiele energietechnologieën.

De concurrentiestrijd binnen het fossiele systeem maakt dat hernieuwbare energietechnologieën ook vergeleken moeten worden met de efficiëntere fossiele technologieën van de toekomst.

CONCURRENTIE

Van zodra een concurrerende technologie van de markt verdwijnt – bijvoorbeeld door een beslissing van de overheid – dreigt de algemene technologische dynamiek te vertragen of zelfs stil te vallen. In heel wat landen spelen overheden met het idee om investeringen in steenkoolcentrales sterk te ontmoedigen omwille van de relatief hoge CO₂-emissies per kWh. Hierbij rijst de vraag of rekening gehouden wordt met het emissieprofiel van de allernieuwste steenkoolcentrales en de toekomstige koppeling aan CCS-systemen? Als dit niet is gebeurd, dan selecteert de overheid op een arbitraire manier. Een eenvoudige heffing op CO₂ laat deze selectie over aan de markt en dwingt alle technologiebedrijven tot continue innovaties.

Het arbitrair elimineren van steenkoolcentrales geeft echter een machtspositie aan de aanbieders van gastehnologie waardoor de noodzaak tot verdere efficiëntieverbeteringen deels of helemaal wegvalt. Welke technologie kan immers de gascentrale nog bedreigen? Met het verdwijnen van de steenkoolcentrale zal de vraag naar gascentrales sterk stijgen met nog langere leveringstijden als gevolg. De producenten van gascentrales zullen het zo druk hebben met het uitbreiden van de productiecapaciteit dat amper nog aandacht kan gaan naar verdere rendementsverbeteringen.

Het arbitrair elimineren van steenkoolcentrales geeft een onaantastbare machtspositie aan de producenten van gastehnologie waardoor de noodzaak tot verdere efficiëntieverbeteringen wegvalt.



VOORSTEL

Een kostenefficiënt transitiebeleid is gebaseerd op de concurrentie tussen verschillende CO₂-reductie-opties, gaande van energiebesparingen tot fossiele efficiëntie en hernieuwbare energietechnologieën. Hierdoor kan de kostprijs van de transitie beperkt worden.

VOORSTEL

Steunmaatregelen voor hernieuwbare energietechnologieën dienen rekening te houden met de CO₂-reductiekost per technologie en met het perspectief op verminderingen van deze reductiekosten. Het promoten van technologie met een zeer dure reductiekost is niet consistent met een efficiënt transitie- of klimaatbeleid.

08

CONCLUSIES



Hernieuwbare energie heeft een enorm potentieel. Het maximaal benutten van dit potentieel hangt vooral af van het overwinnen van niet-economische marktbarrières en de integratie in bestaande netwerken en systemen.

Toch blijft het fossiele systeem dominant. Energiedichtheid, energie-opslag en hoge capaciteitsfactoren blijven unieke fossiele troeven. En paradoxaal genoeg is de lage efficiëntie van het huidige fossiele park net een enorme troef. De efficiëntiewinsten bij het vervangen van oude centrales door de allernieuwste fossiele technologieën zijn te aantrekkelijk om niet benut te worden.

De toekomstige ontwikkeling van de hernieuwbare capaciteit zal vooral afhangen van het overwinnen van niet-economische barrières en van de integratie in bestaande netwerken en systemen.

Hernieuwbare energie heeft een enorm potentieel, zelfs op korte termijn. De relatief hoge elektriciteitsprijzen van 2008 maken de beste hernieuwbare projecten al kostencompetitief zonder subsidies. De hoge productiesubsidies – die in de meeste landen niet leiden tot massale investeringen – zorgen dan vooral voor hoge winstmarges. Intussen liggen de elektriciteitsprijzen lager zodat beperkte productiesubsidies noodzakelijk blijven. De toekomstige ontwikkeling van de hernieuwbare capaciteit zal vooral afhangen van het overwinnen van niet-economische barrières en van de integratie in bestaande netwerken en systemen. Het valt op dat deze noodzakelijke systeemintegratie niet mogelijk bleek te zijn in pioniersland Denemarken, waar na 2000 geen enkele nieuwe windturbine is geïnstalleerd. Denemarken is verantwoordelijk voor het bizarre economische fenomeen van het verkopen van elektriciteit uit windturbines aan negatieve prijzen. Geen wonder dat de Denen die eerst de hoge productiesubsidies mochten betalen, niet bepaald tevreden zijn met deze financiële transfers naar de buurlanden Noorwegen en Zweden. Een betere systeemintegratie zal bepalend zijn voor de toekomstige ontwikkeling van de hernieuwbare capaciteit.

Hernieuwbare energie heeft een belangrijke rol te spelen in ETP2008 van het IEA. In deze analyses lokken *carbon values* massale investeringen in hernieuwbare energietechnologieën uit. De huidige hoge productiesubsidies liggen veel hoger dan de gemiddelde reductiekosten of *carbon values* in de scenario's uit ETP2008, maar blijken onvoldoende of ontoereikend om het beschikbare potentieel tot 2020 te benutten in zowat alle OESO-landen. Uit *Deploying Renewables* kunnen we concluderen dat de analyses in ETP2008 zeer techno-optimistisch zijn en dat de kans bestaat dat de transitie langzamer zal verlopen. Uitstel hoeft natuurlijk geen afstel te zijn.

Zowat alle analyses – van het IEA maar ook van andere onderzoeksgroepen – bevestigen dat het fossiele systeem nog lang dominant zal blijven. Dit is geen toeval. Het fossiele systeem heeft nu eenmaal bepaalde voordelen waardoor het zo'n 150 jaar geleden de dominantie van het hernieuwbare systeem kon doorbreken. Energiedichtheid, energie-opslag en hoge capaciteitsfactoren bij de omzetting van fossiele bronnen in energiediensten zijn unieke fossiele troeven. Hernieuwbare technologieën beschikken niet over deze troeven maar hebben natuurlijk andere voordelen.

De toekomstige dominantie van het fossiele systeem is een quasi-zekerheid omwille van de lage efficiëntie van het huidige fossiele park.

De toekomstige dominantie van het fossiele systeem is een quasi-zekerheid omwille van de lage efficiëntie van het huidige fossiele park. Fossiele centrales worden zeer lang gebruikt, en tegen de vervanging zijn centrales beschikbaar met veel hogere rendementen. Hierdoor kan eenzelfde energieproductie in de toekomst gerealiseerd worden met een lager grondstoffenverbruik en dus ook met lagere emissies. Met het investeren in de meest efficiënte fossiele centrales kunnen de CO₂-emissies dan ook relatief goedkoop gereduceerd worden. Eens beleidsmakers volop kiezen voor een kostenefficiënte transitie, kan het fossiele systeem deze troef uitspelen. Alleen investeringen in energiebesparingen en energie-efficiëntie bieden goedkopere CO₂-reductieopties. De huidige fossiele inefficiëntie garandeert op deze wijze misschien wel de verdere dominantie van het fossiele systeem. Het worden boeiende tijden.



DEEL 4

**TRANSITIE-
VOORWAARDEN**



De transitie kan een succes worden indien;

- de energietransitie een globaal project wordt;
- de private sector gemobiliseerd wordt;
- de systeemdimensie van het energiesysteem primeert op de focus op specifieke aanbodtechnologieën;
- de R&D-budgetten dringend hersteld worden;
- hogere R&D-budgetten ook stimuli bieden voor diverse en kleinschalige transitie-experimenten die achteraf grondig geëvalueerd worden;
- ook terug geïnvesteerd wordt in efficiëntere fossiele technologieën;
- de impact van het huidige ondersteuningsbeleid op de technologische dynamiek beter geëvalueerd wordt;
- alle technologische opties tegen elkaar uitgespeeld worden en overheden geen technologische selectiviteit opleggen;
- efficiëntie beloond wordt op een efficiënte manier, dat wil zeggen met oog voor de kostprijs van de CO₂-reducties;
- naast het prijsinstrument ook een specifieke R&D-ondersteuning voorzien is voor prille technologieën;
- het prijsinstrument benut wordt om transferten van rijke naar arme landen mogelijk te maken;
- een pragmatische kijk op energiefiscaliteit centraal staat in het debat over de energietransitie;
- op een transparante manier gecommuniceerd wordt over de voor- en nadelen van elke technologie of reductie-optie;
- het beleid mikt op transitieresultaten in plaats van op verborgen cadeau-effecten voor hogere inkomensgroepen;
- de argumenten van lobbyisten onderworpen worden aan een realiteitstoets;
- de onvoorspelbaarheid van de transitie aanvaard wordt.

Een succesvolle energietransitie kan realiteit worden onder zeer specifieke voorwaarden. Het negeren van deze voorwaarden impliceert een zwakkere transitie waarvan de dynamiek en reikwijdte afhangt van de onvoorspelbare prijsontwikkeling voor olie, aardgas, steenkool en uranium.

In dit deel bespreken we de belangrijkste transitievoorwaarden en lichten we toe in welke mate beleidsmakers hierop kunnen inspelen. Ook de beleidsopties die vermeden dienen te worden, krijgen aandacht. Veel aandacht gaat naar de globale dimensie van de energietransitie, het noodzakelijke systeemdenken en economische incentives.

TRANSITIEVOORWAARDE 1: DE R&D-BUDGETTEN VOOR ENERGIEONDERZOEK MOETEN DRINGEND HERSTELD WORDEN

Onderzoek en innovatie staan centraal in zowat alle debatten over competitiviteit en globalisering. Ook voor de energiesector zijn innovaties en productiviteitsverbeteringen van cruciaal belang. De aandacht voor het internationale klimaatbeleid en de stijgende fossiele prijzen sinds 1999 lijken twee zeer sterke argumenten om massaal te investeren in energietechnologisch onderzoek.

Zonder deze investeringen in energieonderzoek zal het immers zeer lang duren voorafeer ingrijpende technologische innovaties de markt bereiken. Het lijkt dan ook de logica zelve dat energie – van efficiëntieverbeteringen tot nieuwe technologieën en systeemcomponenten - centraal staat in de globale R&D-uitgaven. Het tegendeel is echter waar. In de 27 IEA- of OESO-landen daalden de totale uitgaven aan energiegerelateerde R&D van 18 miljard \$ in 1980 naar 8 miljard \$ in 1997. Figuur 4-1 toont dat de totale energie R&D-uitgaven na 1997 terug stegen tot ongeveer 10 miljard \$. In dezelfde periode stegen de totale R&D-uitgaven echter aanzienlijk. IT en biotech eisten terecht hun aandeel op in de globale R&D-budgetten. Hierdoor daalde het relatieve aandeel van energie R&D van 11% in 1985 tot 3% in 2005.

In de OESO-landen daalden de totale uitgaven aan energiegerelateerde R&D van 18 miljard \$ in 1980 naar 8 miljard \$ in 1997.

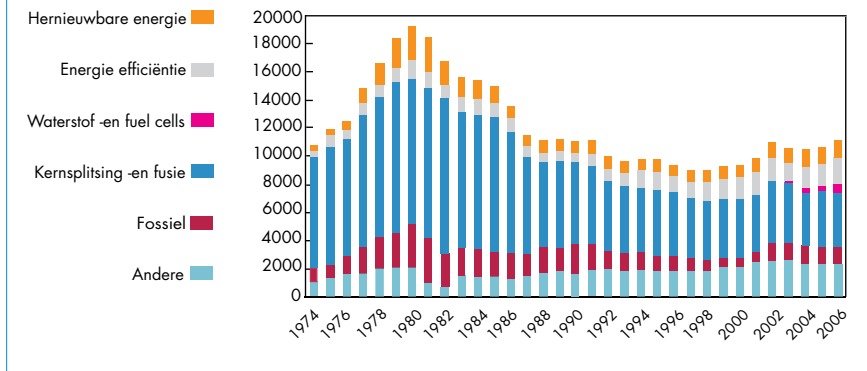
De meeste OESO-landen investeerden de laatste 15 jaar gemiddeld ongeveer 0,03% van hun BBP aan energieonderzoek.

Het is een half wonder dat windenergie met amper R&D-ondersteuning toch een plaats heeft kunnen afdwingen in het hedendaagse energielandschap. In 1980 investeerden de rijkste landen veel meer aan hernieuwbare energie R&D dan in 2006.

De evolutie van deze cijfers is natuurlijk sterk afhankelijk van de beleidskeuzes in de belangrijkste landen. Zo zijn de Verenigde Staten en Japan tot op heden nog steeds goed voor 70% van de totale energiegerelateerde R&D-uitgaven. Als deze landen op de rem staan, dalen de globale R&D-uitgaven sterk. De meeste OESO-landen investeerden de laatste 15 jaar gemiddeld ongeveer 0,03% van hun BBP aan energieonderzoek. Japan is een opvallende uitzondering met een jaarlijkse besteding van 0,09% van het BBP aan energie R&D. Het IEA merkt op dat de Europese IEA-landen binnen de Lissabonstrategie bepaald hebben dat tegen 2010 jaarlijks 3% van het BBP naar R&D moet gaan, maar dat deze intentie niet geconcretiseerd wordt. Alle ontwikkelde landen dienen dan ook hun R&D-uitgaven, en in het bijzonder de uitgaven aan energieonderzoek fors op te voeren om de ambitieuze doelstellingen van het klimaatbeleid en de energietransitie te realiseren.

Figuur 4-1 geeft ook de samenstelling van de totale energiegerelateerde R&D-uitgaven. Kernsplitsing en kernfusie zijn nog steeds goed voor de helft van de energie R&D-uitgaven. Mondiaal wordt opvallend weinig onderzoek gedaan naar de verbetering van de energie-efficiëntie. Net deze investeringen bieden het hoogste terugverdienpotentieel, wat illustreert dat een vrije markt niet altijd spontaan zoekt naar de prioriteiten van een kostenefficiënt energie- of klimaatbeleid. Nog minder middelen worden besteed aan hernieuwbare energietechnologieën. Het is een half wonder dat windenergie ondanks deze onderinvestering toch een plaats heeft kunnen afdwingen in het energielandschap van de rijkste landen. In 1980 investeerden de rijkste landen veel meer aan hernieuwbare energie R&D dan in 2006. En dat 14 jaar na UNFCCC en 9 jaar na het Kyoto Protocol... Een sterk groeipad voor de totale uitgaven aan energie R&D is een absolute topprioriteit. Het is natuurlijk moeilijk om het optimale niveau van deze R&D-uitgaven vast te pinnen, maar het lijkt evident dat het uitgavenniveau van 1980 zo vlug mogelijk moet overtroffen worden.

Figuur 4-1: Totale energiegerelateerde R&D-uitgaven in IEA-landen, 1974-2006



BRON: IEA (2007A)

Het fossiele systeem is reeds lang de ruggengraat van het energiesysteem maar trekt amper R&D aan.

De grootste verrassing van Figuur 4-1 is het zeer lage aandeel van fossiele R&D in de totale uitgaven. Het fossiele systeem was in de periode 1974-2006 de ruggengraat van het energiesysteem en dat zal nog enkele decennia blijven. Omwille van dit grote belang kunnen efficiëntere fossiele technologieën een zeer groot verschil maken, zowel economisch als ecologisch. Het vervangen van oude fossiele centrales door de allernieuwste centrales is vanuit ecologisch oogpunt een goede zet. De belangrijkste hefboom ter verbetering van ons energiesysteem is in het recente verleden zwaar onderbenut is gebleven. Dit is jammer maar anderzijds weten we dat het verbeteringspotentieel er is.

Publieke onderzoeksgelden zijn van cruciaal belang voor de energietransitie omdat de private sector onderinveest in fundamentele R&D.

Overheden hebben een belangrijke rol te spelen in het opvoeren van de R&D-budgetten voor R&D. Publieke onderzoeksgelden zijn van cruciaal belang voor de energietransitie omdat de private sector onderinveest in fundamentele R&D. Voor dit marktfalen zijn enkele verklaringen. Vooreerst verschillen ambitieuze energieprojecten sterk van courante investeringsbeslissingen omwille van hun tijdsperspectief en risicoprofiel. Omdat aandeelhouders en financiers vooral mikken op zekere resultaten op korte termijn, zal amper of niet geïnvesteerd worden in radicale innovaties. Private bedrijven zullen vooral investeren in R&D wanneer de onderzoeksresultaten achteraf omgezet kunnen

worden in private baten die hoog genoeg zijn om de investeringskosten te kunnen recupereren. Heel wat technologische innovaties hebben belangrijke indirecte effecten voor de maatschappij zonder dat de innoverende bedrijven hiervoor financieel vergoed worden²⁸. Als een bedrijf ultra-efficiënte technologie ontwikkelt waardoor schadelijke emissies vermeden worden, dan zal het bedrijf niet alle uitgespaarde gezondheidskosten als financiële baat ontvangen. De prijs van de betreffende technologie zal bepaald worden door het evenwicht tussen de bereidheid tot betalen van de directe gebruikers en de productiekosten. Dit probleem van de positieve externe effecten is vooral relevant voor fundamenteel basisonderzoek waarvan alle mogelijke consequenties moeilijk op voorhand in te schatten zijn. Zo dreigt een onderproductie van technologieën met positieve externe effecten, en de overheid kan dit voorkomen door dergelijk onderzoek te financieren.

Private bedrijven kunnen daarnaast ook vrezen dat andere bedrijven later profiteren van de geleverde onderzoeksinspanningen. Niet alles is patenteerbaar, en concurrenten kunnen dikwijls patenten omzeilen. Wanneer de vrees bestaat voor dergelijke spillovereffecten, kunnen private bedrijven onderinvesteren in eigen onderzoek, en uitkijken naar de strategische stappen van hun concurrenten. Wanneer iedereen echter afwacht, gebeurt er natuurlijk niets.

Publiek gefinancierd basisonderzoek verloopt best in samenwerking met private bedrijven. Een co-financiering door private bedrijven kan een interessante optie zijn om bovenvermelde pijnpunten deels aan te pakken, zeker wanneer aan deze co-financiering rechten inzake intellectuele eigendommen gekoppeld kunnen worden. Betrokkenheid bij basisonderzoek biedt private bedrijven tevens het voordeel om de finale *development* uit R&D goed voor te bereiden waardoor kostbare tijd gewonnen wordt. De volgende fasen van het innovatietraject – demonstratieprojecten, voorbereiden van de productie en commercialisatie – zijn activiteiten die in principe aan de private spelers overgelaten worden. Toch blijft de overheid door haar regulerend vermogen een belangrijke partner in elke fase. Overheden dienen technische standaarden te bepalen, kunnen allerhande fiscale *incentives* ontwikkelen, en kunnen marktsegmenten op gang trekken met eigen aankopen of met borgstellingen.

Publiek gefinancierd basisonderzoek verloopt best in samenwerking met private bedrijven.

²⁸ Value creation versus value capturing.

TRANSITIEVOORWAARDE 2: DE IMPACT VAN PRODUCTIESUBSIDIES OP R&D-INSPANNINGEN EN NIEUWE TECHNOLOGIEËN DIENT PERIODIEK GEËVALUEERD TE WORDEN

Het is een populaire misvatting dat de huidige productiesubsidies spontaan hoge R&D-inspanningen uitlokken.

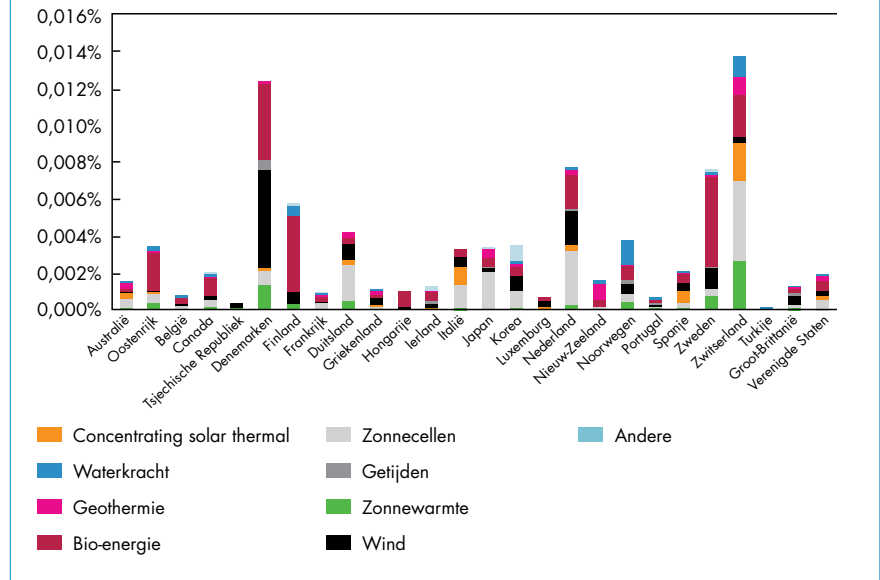
Zelfs de rijkste landen besteden zeer weinig geld aan hernieuwbare R&D-projecten.

Het is een populaire misvatting dat de huidige productiesubsidies spontaan hoge R&D-inspanningen uitlokken. Want als bedrijven uit de sector van de hernieuwbare energietechnologieën in de toekomst geld willen blijven verdienen, moeten ze op termijn toch efficiëntere technologie op de markt brengen? Dit zou in principe zo kunnen zijn maar elk subsidiebeleid dient vanuit de specifieke *political economy* context bekeken te worden.

Figuur 4-2 geeft detailinformatie over de totale R&D-uitgaven voor hernieuwbare energietechnologieën. Voor de periode 1990-2006 wordt voor elk land de jaarlijkse gemiddelde R&D-inspanning – de optelsom van private en publieke uitgaven - uitgedrukt als percentage van het BBP of het nationale inkomen. Uit de figuur blijkt dat de rijkste landen zeer weinig geld besteden aan hernieuwbare R&D-projecten. In koploper Zwitserland is dit gemiddeld 0,013% van het BBP in de periode 1990-2006. Zwitserland investeerde vooral in zonne-energie. Na Zwitserland volgen Denemarken, Nederland en Zweden. Zweden investeerde vooral in bio-energie, terwijl Denemarken opteerde voor wind en bio-energie. Duitsland is eerder karig met onderzoeksfondsen en ook de Verenigde Staten investeerden tot 2006 weinig in onderzoek naar hernieuwbare energietechnologieën.

Ook het rijke België heeft wat euro's beschikbaar voor hernieuwbare R&D-projecten, gemiddeld zo'n 0,001% van het BBP. Het voorbereiden van onze energietoekomst mag blijkbaar niet teveel kosten...

Figuur 4-2: Gemiddelde jaarlijkse hernieuwbare R&D budgetten als % van het BBP in de periode 1990-2006



BRON: IEA (2008). DEPLOYING RENEWABLES. PRINCIPLES FOR EFFECTIVE POLICIES, p. 161

De meeste PV- en windbedrijven besteden amper 1% van hun omzet aan R&D terwijl dit percentage in andere engineeringsectoren gemiddeld 7% bedraagt.

Door de hoge productiesubsidies die Europese overheden bieden, kan zonder technologische innovaties al veel geld verdiend worden met het vermarkten van oude technologieën.

De private onderinvesteringen in R&D blijken zeer mooi uit de jaarrekeningen van de belangrijkste bedrijven uit de wind- en Photo-Voltaïsche of PV-sector. De meeste grote bedrijven uit deze sectoren besteden amper 1% van hun omzet aan R&D, terwijl dit percentage in andere engineeringsectoren gemiddeld 7% bedraagt. Topbedrijven zoals Nokia investeren nog veel meer in onderzoek²⁹.

Hoe valt dit te verklaren? Door de hoge productiesubsidies die Europese overheden bieden, kan zonder technologische innovaties al veel geld verdiend worden met het vermarkten van oude technologieën en dit was de afgelopen jaren dan ook de prioriteit van de Europese bedrijven.

²⁹ Nokia investeert jaarlijks ongeveer 3 miljard \$ in R&D en 40% van 52 000 werknemers zijn betrokken bij onderzoeksactiviteiten.

Europese bedrijven weten dat een zwakke technologische dynamiek en beperkte kostendalingen kunnen uitgespeeld worden als argument om de productiesubsidies in de toekomst niet te verlagen

Europese bedrijven weten ook dat een zwakke technologische dynamiek en beperkte kostendalingen kunnen uitgespeeld worden als argument om de productiesubsidies in de toekomst niet te verlagen. In landen met *Feed-in* tarieven zoals Duitsland wil de overheid door het jaarlijks verlagen van de tarieven voor nieuwe projecten de sector dwingen tot deze kostenreducties. Maar als de sector globaal deze kostenreductie niet kan afleveren, rest de overheid weinig keuze dan de productiesubsidies niet te verlagen. In heel wat landen en regio's – o.a. in Vlaanderen – zijn de productiesubsidies de afgelopen jaren eerder verhoogd in plaats van verlaagd.

Een gevoelige verhoging van de publieke R&D-uitgaven kan soelaas brengen, hoewel net hierdoor de overheid twee keer een cadeau geeft. De sector verdient nu mooi geld door de hoge productiesubsidies en krijgt later gratis toegang tot de resultaten van publiek gefinancierd onderzoek.

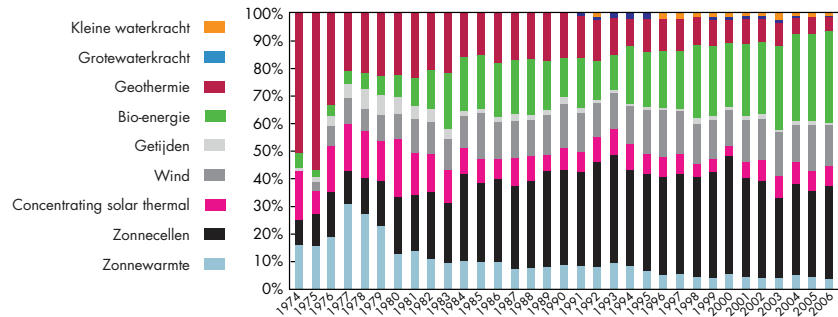
Tevens dient vermeld dat de bedrijven uit de fossiele energietechnologie ook niet bepaald uitblinken door hun R&D-inspanningen. Deze zijn relatief hoger dan de inspanningen van de PV- en windbedrijven, maar ook lager dan in de andere engineeringsectoren.

TRANSITIEVOORWAARDE 3: DE OVERHEID MOET BESEFFEN DAT ZE DE WINNAARS VAN DE TOEKOMST NIET KAN KIEZEN... EN DAT EEN SELECTIEF KNUFFELBELEID DAAROM NIET ZINVOL KAN ZIJN.

Technologie is onvoorspelbaar en veel onderzoek resulteert nooit in interessante marktproducten.

Elk pleidooi voor meer onderzoeksgeld vertrekt van de hoop dat meer onderzoeksgeld leidt tot betere technologieën. Zonder onderzoeksinspanningen gebeurt er weinig, maar we moeten erkennen dat veel onderzoek nooit resulteert in interessante marktproducten. Figuur 4-3 biedt een overzicht van de technologische samenstelling van hernieuwbare R&D-budgetten tussen 1974 en 2006. Hieruit blijkt dat zeker tussen 1974 en 1984 relatief veel geïnvesteerd werd in geothermisch energieonderzoek. Er waren toen ongetwijfeld goede redenen om sterk in te zetten op geothermie, maar deze onderzoeksinspanningen hebben niet geleid tot een significante productie van geothermische energie. We kunnen ons dus sterk vergissen in het selecteren van de winnaars van morgen.

Figuur 4-3: technologische aandelen in hernieuwbare R&D-budgetten, 1974-2006



BRON: IEA (2008). DEPLOYING RENEWABLES. PRINCIPLES FOR EFFECTIVE POLICIES, P. 159

Tussen 1976 en 1980 is er ook geïnvesteerd in getijdenenergie, maar deze projecten stierven blijkbaar een stille dood. In waterkracht is amper geld geïnvesteerd na 1974. Was er in deze zeer belangrijke sector dan echt geen enkele technologische onderzoeksvraag het exploreren waard?

Windenergie is goed voor een kleine 10% van het hernieuwbare energiebudget in de periode vanaf 1974. Het rendement van deze inspanningen mag zeer hoog ingeschat worden, gezien het marktsucces van windenergie. Bio-energie is vanaf 1990 goed voor ongeveer 20% van het hernieuwbare energiebudget en ook hier mogen we concluderen dat deze investeringen tot marktresultaten hebben geleid.

Zonne-energie is de grote slokop in dit verhaal. Van alle onderzoeksgelden ging de laatste 20 jaar zo'n 30 tot 40% naar onderzoek rond zonne-energie. Deze fondsen hebben zeker een rendement opgeleverd maar op kostencompetitiviteit is het nog lang wachten. Deze evolutie werpt vragen op bij de stelling dat zonnepanelen in de komende 10 tot 15 jaar wel kostencompetitief zullen zijn omdat er nu attractieve productiesubsidies worden voorzien. Deze productiesubsidies lokken geen R&D-inspanningen uit en de geschiedenis leert dat R&D-inspanningen op zich geen garantie zijn voor grote doorbraken.

Tussen 1974 en 1984 werd ook aanzienlijk geïnvesteerd in CSP, doch zonder de verwachte resultaten. Toch trok CSP na 1984 nog steeds heel wat geld aan, ongeveer een vierde van de uitgaven aan windenergie.

Windenergie trok een kleine 10% van het hernieuwbare energiebudget aan in de periode vanaf 1974. Het rendement van deze inspanningen mag zeer hoog ingeschat worden.

Zonne-energie is de grote slokop in het R&D-verhaal. Van alle onderzoeksgelden ging de laatste 20 jaar zo'n 30 tot 40% naar onderzoek rond zonnepanelen

De technologieën die in het verleden het meest ondersteund zijn geweest, zijn nu het minst belangrijk.

Het lijkt ook een verkeerde keuze om niet te investeren in de rijpere technologieën zoals waterkracht

Als Figuur 4-3 een representatieve weergave is van de technologische voorkeuren van beleidsmakers, dan kunnen we vooral concluderen dat de technologieën die in het verleden het meest ondersteund zijn geweest, nu het minst belangrijk zijn. Wat indien de geschiedenis zich herhaalt? En haalt deze vaststelling ook niet het basisargument van de huidige productiesubsidies onderuit, namelijk dat de subsidies tijdelijk nodig zijn om een technologie te laten doorbreken? Een selectieve ondersteuning is nooit een garantie op marktsucces, maar kan wel meer radicale technologieën van de markt weren. Investeren in R&D blijft van fundamenteel belang maar wellicht laten beleidsmakers best hun technologische voorkeuren achterwege zodat alle technologieën een kans krijgen om hun marktpotentieel aan te tonen. Het lijkt ook het een verkeerde keuze om niet te investeren in de rijpere technologieën zoals waterkracht. In termen van toekomstige capaciteit is waterkracht te belangrijk om te negeren.

TRANSITIEVOORWAARDE 4: DE OVERHEID DIENT EFFICIËNTIE TE BELONEN OP EEN EFFICIËNTE MANIER. EN NET CONCURRENTIE STIMULEERT EFFICIËNTIE.

Technologie is de hefboom naar een sterke transitie op lange termijn, maar we kunnen niet passief wachten tot de marktresultaten van hogere R&D-uitgaven beginnen door te sijpelen. Er moet ook gewerkt worden aan een stimulerend kader op korte en middel-lange termijn. Hierbij dient efficiëntie centraal te staan. De energietransitie wordt immers zeer duur, zodat alleen kostenefficiënte maatregelen geselecteerd mogen worden. Het bevorderen van inefficiëntie is op lange termijn niet houdbaar en belemmert het realiseren van ambitieuze transitiedoelstellingen.

Kostenefficiëntie impliceert dat alle transitietechnologieën en –opties onderling met elkaar moeten concurreren. Het formaat van deze onderlinge concurrentie zal evolueren in de tijd omdat de jongste technologieën eerst de kans moeten krijgen om beter te worden vooraleer op de markt vergeleken te worden met de bestaande opties. Als kostenefficiëntie centraal staat, moeten op termijn de beste technologieën en opties als transitiewinnaars uit de bus komen. Kostenefficiëntie mag dan wel een uitdrukkelijk aandachtspunt zijn in zowel de kaderovereenkomst voor het internationale klimaatbeleid

Kostenefficiëntie impliceert dat alle transitietechnologieën en –opties onderling met elkaar moeten concurreren.

Kostenefficiëntie wordt best afgedwongen door het inzetten van het prijsinstrument. Het prijsinstrument is niet het enige instrument van de transitie want vooral de rijpere technologieën die bijna kostencompetitief zijn, worden door de heffing naar de markt getrokken.

Met het subsidiebeleid bepaalt de overheid welke technologieën en gedragsopties de winnaars van de transitie zullen worden, ook al zijn deze inefficiënt.

1992 (Artikel 3 UNFCCC) als in het Kyoto Protocol (Artikel 10a) van 1997, toch dient het streven naar kostenefficiëntie eerst afgedwongen te worden. Dit gebeurt het best door het inzetten van het prijsinstrument, bij voorkeur via een heffing op CO₂. Dit prijsinstrument is zeker niet het enige instrument van de transitie. Vooral de rijpere technologieën die bijna kostencompetitief zijn, worden door de heffing naar de markt getrokken. Jonge technologieën die ver van kostencompetitief zijn, verdienen dan ook een specifieke maar tijdelijke ondersteuning.

Gezinnen en bedrijven gaan niet spontaan investeren in de componenten van de energietransitie wanneer dit niet rendeert. Dus zolang energie relatief goedkoop blijft en CO₂-heffingen uitblijven, verandert er weinig. Het IEA voorziet dat in een dergelijk *business-as-usual* scenario, de CO₂-emissies globaal zullen toenemen met 130% tegen 2050. Verkeerde prijzen leiden tot verkeerde beslissingen en sluiten een energierevolutie uit. Hierdoor ontstaat bij overheden de onweerstaanbare drang om de verandering zelf te gaan forceren door de verandering eerst zelf te definiëren en dan af te kopen door de inzet van het subsidie-instrument. Het lijkt wel op de tegenstelling tussen de planeconomie waarin de overheid de technologische dynamiek wil bepalen, en de markteconomie waarin de marktkrachten efficiënte technologieën belonen.

Uit Figuur 4-3 met de technologische keuzes van het verleden blijkt dat het allesbehalve evident is om de winnende technologieën van de toekomst te selecteren. Toch maken heel wat overheden graag een waslijstje met geprefereerde technologieën en beoogde gedragswijzigingen. Hieraan wordt een beloning gekoppeld onder de vorm van een productie- of investeringssubsidie. Het typische voorbeeld is een productiesubsidie per MWh groene elektriciteit, waarbij voor elke hernieuwbare energietechnologie een verschillend subsidietarief gehanteerd wordt. Wie investeert in deze technologieën kan rekenen op een gegarandeerde rendabiliteit, ongeacht de ecologische meerwaarde en relatieve kostenefficiëntie van deze technologieën. Met het subsidiebeleid bepaalt de overheid welke technologieën en gedragsopties de winnaars van de transitie zullen worden, ook al zijn deze inefficiënt. Een belangrijk minpunt hierbij is dat de concurrentie tussen technologieën uitgeschakeld wordt. Hoe kunnen we op termijn dan weten welke technologieën beter zijn dan de alternatieven? De lobbyisten van de geselecteerde technologieën zijn natuurlijk zeer tevreden met de geboden privileges. Wie zou er niet tekenen voor een gegarandeerde rendabiliteit en een sluitende afscherming van de concurrentie?

Nooit werd gemotiveerd waarom zonne-energie in België – een land met zeer weinig zonne-uren – kostencompetitief zou moeten worden op korte termijn.

De sector verdient zeker een R&D-ondersteuning zodat onze bedrijven op termijn 'mee zijn' met de technologische evoluties.

Het promoten van zonne-energie is illustratief in deze context. Het produceren van een MWh elektriciteit via zonne-energie heeft in België een productiekost van ongeveer 400 euro. Om zonnepanelen kostencompetitief te maken met grijze elektriciteit, introduceerde de Vlaamse overheid een productiesubsidie van 450 euro per MWh. Bij een goede plaatsing maakt elke investeerder naast de bijkomende fiscale voordelen een productiewinst van ongeveer 50 euro per MWh. Nooit werd echter gemotiveerd waarom elektriciteit uit zonnepanelen in België – een land met zeer weinig zonne-uren – kostencompetitief zou moeten worden op korte termijn. Deze doelstelling getuigt van een 'kerktorenmentaliteit', waarbij elke technologie absoluut in onze regio gepromoot moet worden ook als dit allesbehalve opportuun is. Wanneer de productiekost van grijze elektriciteit gelijk is aan 30 à 40 euro, vereist het promoten van zonne-energie een subsidiekost die meer dan 10 keer hoger ligt dan de gerealiseerde waarde per MWh. Net hierdoor wordt elke vermeden ton CO₂ dankzij investeringen in zonne-energie extreem duur. Voor Duitsland kan de kostprijs per vermeden ton CO₂ becijferd worden op ongeveer 700 euro. Dit cijfer staat in schril contrast met goede investeringen in energie-efficiëntie waarvan de reductiekost per ton CO₂ negatief is omwille van de uitgespaarde brandstofkosten. Daarnaast zijn er tal van andere technologische opties met een reductiekost lager dan 50 € per vermeden ton CO₂; biomassa, biogas, windenergie en het vervangen van oude fossiele centrales door ultramoderne fossiele centrales. Met de subsidiekost om één ton CO₂ te vermijden met zonne-energie kon een veel hogere CO₂-reductie gerealiseerd worden indien geopteerd werd voor andere opties (bijv. biogas of efficiëntie-investeringen).

Verdient de PV-sector dan geen steun in een land met weinig zonne-uren? De sector verdient zeker een technologische ondersteuning via R&D-uitgaven zodat onze bedrijven op termijn 'mee zijn' met de technologische evoluties. Op lange termijn zal het transitiebeleid toch evolueren naar het kostenefficiënt inzetten van technologieën op de beste locaties zoals PV-projecten in landen met meer zonne-uren. Wanneer Belgische technologiebedrijven in 2025 hun producten kunnen verkopen in landen zoals Spanje, Tunesië of Marokko is hun missie geslaagd, zelfs al verkopen ze niets in de eigen regio. Dit is nu eenmaal de realiteit van de geglobaliseerde economie. We kijken toch ook niet naar LCD- of plasmatelevisietoestellen die in onze eigen gemeente geproduceerd zijn? Met een heffing op CO₂ zoals in het ACT scenario, worden goede windprojecten rendabel en stijgt het geïnstalleerd vermogen sterk. Dezelfde heffing lokt alleen investeringen in zonne-energie uit op de beste locaties. Wind wint op deze wijze in België de concur-

Heffingen dwingen technologische verbeteringen af om een plaats in de markt te kunnen veroveren.

Productiesubsidies garanderen een plaats in de markt en volgen passief de technologische verbeteringen.

Het is absurd om rijpe technologieën te laten concurreren met de allernieuwste technologieën die nog een zeer lang verbeteringstraject af te leggen hebben.

Een heffing op CO₂ mag geen excuus zijn om te onderinvesteren in R&D zoals vandaag het geval is.

Beleidsmakers dienen te streven naar zowel een beheersing van de vraag als naar een transformatie van het aanbod. Alleen inzetten op deelsystemen langs de aanbodzijde is zinloos.

rentiestrijd met PV. Op lange termijn worden alle technologieën efficiënter en zal het relatieve efficiëntievoordeel zich vertalen in marktaandeel. De heffing dwingt technologische verbeteringen af om een plaats in de markt te kunnen veroveren. Productiesubsidies geven een plaats in de markt en volgen eerder de technologische verbeteringen in plaats van deze uit te lokken.

Het kan niet genoeg benadrukt worden dat concurrentie op basis van kostencompetitiviteit op een zinvolle manier dient georganiseerd te worden. Het is absurd om rijpe technologieën te laten concurreren met de allernieuwste technologieën, die nog een zeer lang verbeteringstraject af te leggen hebben. Prille technologieën moeten eerst en vooral ondersteund worden door een R&D-beleid met een oriëntatie op lange termijn. Pas wanneer de jonge technologieën kostenefficiënter worden, kunnen ze formeel blootgesteld worden aan de concurrentie met andere technologieën. Een heffing op CO₂ mag geen excuus zijn om te onderinvesteren in R&D zoals vandaag het geval is. Voor prille energietechnologieën zijn publieke R&D-uitgaven van cruciaal belang omdat de private sector niet kiest voor zeer riskante projecten met een zeer lange terugverdientijd.

Elk pleidooi voor concurrentie vertrekt natuurlijk van de veronderstelling dat faire competitie effectief mogelijk is op de betreffende markten. Als dit niet het geval is, komt weinig terecht van de klassieke voordelen uit concurrentiële markten. Het is aan de overheid om op een pragmatische manier faire concurrentie af te dwingen, indien de marktomstandigheden dit zouden beletten.

TRANSITIEVOORWAARDE 5: ALLE ENERGIETECHNOLOGIEËN EN GEDRAGSOPTIES MOETEN OPTIMAAL GEMOBILISEERD WORDEN OM DE ENERGIETRANSITIE EEN KANS TE GEVEN. EEN SELECTIEF TECHNOLOGISCH BELEID IS TIJDSVERLIES.

Ook energiesystemen gehoorzamen aan de wetten van vraag en aanbod. Energiediensten die niet gevraagd worden, moeten niet geproduceerd worden. Beleidsmakers dienen te streven naar zowel een beheersing van de vraag als naar een transformatie van het aanbod. Alleen inzetten op deelsystemen langs de aanbodzijde is zinloos. Als de

vraag naar energie sterker stijgt dan de expansie van het koolstofarme aanbod, blijven de CO₂-emissies en de druk op de fossiele voorraden verder toenemen.

Een heffing op CO₂ maakt fossiele energiediensten duurder zodat de vraag minder snel stijgt of zelfs daalt. De heffing stimuleert tevens de investeringen in CO₂-arme productietechnologieën. Deze investeringen dienen ook ondersteund te worden door een breed R&D-beleid. Een prijs op CO₂ biedt dan ook het meeste potentieel voor een kostenefficiënte beheersing van vraag én aanbod.

Het techno-optimistische modelwerk van het IEA leert dat de halvering van de CO₂-uitstoot mogelijk is tegen 2050. Investeringen in energie-efficiëntie en energiebesparingen laten toe de vraag naar energie te beheersen. Deze investeringen leveren maar liefst 54% van de noodzakelijke reductie-inspanningen tussen nu en 2050 (BLUE scenario). Hierdoor kan de resterende inspanning verdeeld worden onder hernieuwbare technologieën, CCS en nucleaire capaciteit. Geen van deze drie technologische opties kan alleen de totale resterende reductie-inspanning leveren, laat staan de totale reductie-inspanning. Het nastreven van deze brede mix van technologische opties moet primeren over het stellen van technologische voorkeuren. Wie de transitie wil realiseren zonder een beheersing van de vraag en/of zonder CCS en/of zonder nucleaire energie en/of zonder efficiënte fossiele centrales jaagt de totale kostprijs zo hoog op dat de reductiedoelstelling zelf onder druk dreigt te komen. Het wordt immers al een klus om het meest kostenefficiënte transitiebeleid te financieren.

Het grote potentieel van energie-efficiëntie heeft veel te maken met de huidige dominantie van het globale energiesysteem door 'oude' energietechnologieën. Heel wat van deze oude energietechnologie is verankerd in oud kapitaal, dikwijls meer dan 40 jaar oud. Het vervangen van dit oude kapitaal door de meest efficiënte fossiele centrales van vandaag en overmorgen, zal grote efficiëntiewinsten opleveren. Het herlanceren van onderzoek naar betere fossiele technologieën is noodzakelijk omwille van het grote hefboomeffect.

Het nastreven van deze brede mix van technologische opties moet primeren over het stellen van technologische voorkeuren

Het herlanceren van onderzoek naar betere fossiele technologieën is noodzakelijk omwille van het grote hefboomeffect.

TRANSITIEVOORWAARDE 6: DE ENERGIETRANSITIE MOET EEN GLOBAAL PROJECT ZIJN – EEN PRIJS OP CO₂ MAAKT DIT MOGELIJK.

Uit de internationale klimaatonderhandelingen blijkt dat het allesbehalve evident is om een sterk internationaal akkoord af te dwingen. De kans bestaat dat de vele potentiële voordelen van de transitie op zich niet volstaan om alle landen aan te zetten tot radicale energiekeuzes. Een financiële compensatie kan hierin verandering brengen. De idee van een globale *carbon tax* is oud en bezig aan een come-back. Zelfs de CEOs van energiebedrijven zoals Shell en Exxon Mobile ondersteunen momenteel de idee om een prijs te klevan aan CO₂ om het gedrag te sturen in de richting van een energietransitie. In de Europese Unie wil Zweden het oude voorstel van een Europese CO₂-heffing terug op de tafel leggen. Als er ooit een globale CO₂-heffing komt, genereert deze aanzienlijke middelen. Het rijke Westen zal een groot deel bijdragen van de totale fiscale ontvangsten, omwille van het hoge energieverbruik in de rijkste landen. Een aanzienlijk deel van de opbrengsten van deze CO₂-heffing kan gereserveerd worden voor de minder ontwikkelde landen. In heel wat relatief arme landen bestaan nog steeds hoge energie-subsidies waardoor niet bepaald spaarzaam wordt omgesprongen met te goedkope energieproducten. Het introduceren van meer correcte prijzen ligt in deze landen natuurlijk moeilijk; voor de laagste inkomens is een stijging van de energieprijzen moeilijk verteerbaar. Om deze landen te motiveren tot een ander prijsbeleid via de introductie van een *carbon tax* – of een equivalente verlaging van de bestaande energiesubsidies – zullen grote compensaties noodzakelijk zijn onder de vorm van transferten van rijke naar arme landen. Aan deze transferten kunnen strikte voorwaarden gekoppeld worden zoals het doorvoeren van investeringsprojecten met een evidente maatschappelijke meerwaarde. Op deze wijze co-financiert het rijke Westen de transitie in minder ontwikkelde landen.

In de Europese Unie wil Zweden het oude voorstel van een Europese CO₂-heffing terug op de tafel leggen.

Een aanzienlijk deel van de opbrengsten van deze CO₂-heffing kan gereserveerd worden voor de minder ontwikkelde landen.

Een globale CO₂-heffing is alleen mogelijk mits transferten van rijke naar arme landen.

Ook zonder een globale CO₂-heffing kunnen minder ontwikkelde landen via diverse kanalen financiële steun verwerven voor investeringsprojecten. De Wereldbank heeft hiertoe diverse programma's en Kyoto-instrumenten, zoals *Joint Implementation* en het *Clean Development Mechanism* die net ontwikkeld zijn ten gunste van ontwikkelingslanden. Al deze programma's hebben hun verdienste, maar de financieringsmogelijkheden door een globale CO₂-heffing zijn van een andere dimensie. Zolang we globaal veel CO₂ blijven uitstoten, brengt een *carbon tax* miljarden op en net hierdoor kunnen twijfelaars verleid worden tot deelname aan het transitiebeleid.

TRANSITIEVOORWAARDE 7: TRANSITIEBELEID MOET DE PRIVATE SECTOR MOBILISEREN EN DAT GEBEURT BEST MET HET PRIJSINSTRUMENT

Het realiseren van de stabilisatiedoelstelling van het ACT scenario en de 50%-reductiedoelstelling van het BLUE scenario zal leiden tot een bijkomende investeringskost van 17 000 en respectievelijk 45 000 miljard \$. Deze cijfers zijn het resultaat van techno-optimistische IEA-analyses waarbij alle economische agenten streven naar kostenefficiëntie en kostenminimalisatie. De realiteit kan anders en heel wat duurder uitvallen... Naast deze bijkomende investeringskosten voor de transitie, zijn er nog enorme 'gewone' investeringsbehoeften om het globale energiesysteem te versterken, te vernieuwen en uit te breiden. Overheden en samenwerkingsverbanden tussen overheden kunnen deze bedragen nooit zelf financieren. De bedragen zijn te groot en overheden dienen hun schaarse middelen te verdelen over vele waardevolle investeringsprojecten. Overheden dienen dus hefboomen te gebruiken waardoor de private sectoren consistent investeren in transitieprojecten. Deze transitieprojecten kunnen zeer kleinschalig zijn – een gezin investeert in dakisolatie – maar betreffen evengoed cruciale systeemcomponenten zoals extra waterkrachtcentrales als balanceeropties voor variabele hernieuwbare elektriciteit en globale HVDC-netwerken.

Het prijsinstrument is in principe de beste hefboom om de private sector te mobiliseren. De meest logische toepassing van het prijsinstrument betreft een heffing op CO₂. Het introduceren van een prijs op CO₂ maakt het rendabel om te investeren in CO₂-reducties en energiebesparende maatregelen. Op deze manier sluit het transitiebeleid naadloos aan bij het klimaatbeleid. Ook in de IEA-modellen sturen *carbon values* of prijzen voor

Overheden kunnen de bijkomende investeringskost van de energietransitie nooit zelf financieren en moeten de private sector mobiliseren via krachtige hefboomen.

Het prijsinstrument is in principe de beste hefboom om de private sector te mobiliseren.

Beleidsmakers dienen de investeringen in cruciale systeemcomponenten zoals energienetwerken of opslagcapaciteit nauwgezet op te volgen.

Een sterke regulator dient te waken over de concurrentiële dynamiek tijdens het transitieproces.

CO₂ de energietransitie tussen nu en 2050.

Toch dienen overheden nauwgezet op te volgen of voldoende geïnvesteerd wordt in cruciale systeemcomponenten zoals energienetwerken of opslagcapaciteit. Het valt te betwijfelen of een CO₂-heffing of een ander prijsinstrument alle systeeminvesteringen zal uitlokken. Er kunnen steeds marktpartijen zijn die bewust onderinvesteren in bepaalde systeemcomponenten om hun eigen belangen veilig te stellen. Een sterke regulator dient te waken over de concurrentiële dynamiek tijdens het transitieproces.

TRANSITIEVOORWAARDE 8: TRANSITIEBELEID VEREIST DE JUISTE COMMUNICATIE OVER HET PRIJSINSTRUMENT EN EEN PRAGMATISCHE KIJK OP ENERGIEFISCALITEIT

Waarom kleeft er geen globale prijs aan CO₂ en lijkt een *global carbon tax* zeer veraf? Een CO₂-heffing komt veelal neer op een bijkomende energiebelasting. Een *carbon tax* leidt tot de verhoging van de indirecte belastingen en dit zijn net zeer zichtbare belastingen. Energie-uitgaven liggen gevoelig voor de gemiddelde consument omwille van twee redenen. Mensen tanken nu eenmaal zeer frequent zodat de gemiddelde consument zich goed bewust is van de prijsontwikkelingen aan de pomp. Ook de gas- en elektriciteitsrekeningen vallen zeer frequent in de brievenbus. Daarbij komt dat andere energie-uitgaven zoals het vullen van de stookolietank veelal grote tot zeer grote uitgaven zijn. Stijgende energieprijzen zijn een dankbaar onderwerp in de media – het raakt ons allemaal zodat een betrokkenheid kan uitgespeeld worden – en hierdoor stijgt de prijsgevoeligheid bij de consument.

Omwille van de hoge zichtbaarheid van energiebelastingen twijfelen heel wat politici aan de haalbaarheid of politieke opportuniteit van nieuwe CO₂-heffingen. Het is minder riskant om belastingen te verhogen op een niet-transparante manier, bijvoorbeeld via het niet indexeren van de belastingschalen, of via het schrappen van bepaalde fiscale aftrekposten. Met de hoge energieprijzen in 2007 en 2008 stegen zowel de fiscale ontvangsten voor de overheid – de BTW-ontvangsten stijgen mee met de energieprijzen – als de maatschappelijke aandacht of irritatie voor de kost van energie. Onder zulke omstandigheden delen politici graag hun gulheid met de bevolking, en een resem

Stijgende energieprijzen zijn een dankbaar onderwerp in de media en hierdoor stijgt de prijsgevoeligheid bij de consument.

Het is voor politici altijd interessanter om de belastingen te verhogen op een niet-transparante manier.

Energiebelastingen zijn ook belastingen op het buitenland want we importeren al onze energieproducten.

De gevoeligheid van de burger voor energiebelastingen staat niet in verhouding tot het werkelijke belang van energiefiscaliteit.

compenserende maatregelen zoals stookoliecheques werden geïntroduceerd. Hiermee suggereren politici dat ook zij onderhevig zijn aan de grillen van de internationale energiemarkten. Maar wie in België tankt, draagt de helft van het factuurbedrag af aan de overheid en dit is altijd een bewuste keuze geweest van onze beleidsmakers. Hoge belastingen op energie verplichten de autoconstructeurs tot het ontwikkelen van energiezuinige voertuigen. Uiteindelijk plukt de Europese consument hiervan de vruchten. Energiebelastingen zijn daarnaast ook deels belastingen op het buitenland want we importeren quasi al onze energieproducten. Een indirecte belasting zoals een BTW of accijns werkt prijsverhogend maar voor de finale gebruiker is de prijstoenname zelden gelijk aan de geïntroduceerde belasting. Als de producent vreest dat het integraal doorrekenen van de belasting in de prijs kan leiden tot een sterke terugval van de vraag, zal hij een deel van de belasting niet doorrekenen. De producent draagt dan een deel van de kost van de belasting door het verlagen van zijn winstmarge. Hoge belastingen op energieproducten kunnen dus leiden tot lagere winstmarges voor de energieproducenten zodat een deel van de kost van de belasting afgewenteld wordt op het buitenland. De vaststelling dat energie- en CO₂-belastingen zeer 'gevoelig' liggen – of toch zo geïnterpreteerd worden – toont aan dat de gemiddelde burger een zeer beperkt inzicht heeft in fiscaliteit. De gevoeligheid van de burger voor energiebelastingen staat niet in verhouding tot het werkelijke belang van energiefiscaliteit. Onderstaande tabellen geven voor enkele Europese landen het aandeel van alle milieubelastingen in de totale fiscale ontvangsten en in het BBP. De samenstelling van de milieufiscaliteit verschilt van land tot land, maar energiebelastingen zijn in de meeste Europese landen goed voor 75 tot 80 % van de totale milieubelastingen. Daarnaast zijn er nog de klassieke belastingen op vervuiling (bijv. op emissies in het water), belastingen op grondstoffen (bijv. waterheffingen) en ecologische verkeersbelastingen (inclusief rekeningrijden).

TABEL 4-1: MILIEUBELASTINGEN ALS % VAN TOTALE FISCALE ONTVANGSTEN EN SOCIALE BIJDAGEN (1995-2006)

	1995	1998	2001	2003	2005	2006
EU-15	6,86	6,53	6,51	6,69	6,43	6,17
België	5,11	5,37	5,00	5,05	5,23	4,85
Denemarken	9,27	10,64	10,61	10,68	11,51	12,21
Duitsland	5,84	5,18	6,30	6,68	6,34	6,11
Finland	6,38	7,15	6,61	7,19	6,98	6,82
Ierland	9,23	9,39	7,83	7,92	8,04	7,58
Nederland	8,99	9,65	9,81	9,89	10,46	10,37
Verenigd Koninkrijk	8,36	8,59	7,57	7,55	6,83	6,42
Zweden	5,75	5,76	5,57	5,92	5,72	5,56

BRON: EUROSTAT (2008)

Energiebelastingen genereren dus ongeveer 4 tot 5% van de totale fiscale ontvangsten in de EU-15.

In België ligt het aandeel van de milieufiscale ontvangsten in de totale fiscaliteit het laagst van alle Europese landen.

Meer dan 95% van de fiscale ontvangsten wordt gegeneerd uit een andere fiscale basis dan energie.

Uit Tabel 4-1 blijkt dat de totale milieufiscaliteit in 2006 goed was voor iets meer dan 6% van de fiscale ontvangsten in de EU-15. Energiebelastingen genereren dus 4 tot 5% van de totale fiscale ontvangsten in de EU-15. Alleen in Denemarken en Nederland levert de milieufiscaliteit meer dan 10% van de totale fiscale ontvangsten. Tabel 4-2 leert dat in Denemarken de milieufiscaliteit goed is voor 6% van het BBP. Alleen Nederland komt in de buurt met een milieufiscaliteit gelijk aan 4,1% van het BBP. In de andere landen is het aandeel van de milieufiscaliteit beperkt tot ongeveer 2,5% van het BBP.

In België ligt het aandeel van de milieufiscale ontvangsten in de totale fiscaliteit het laagst van alle Europese landen. Milieufiscaliteit genereert in ons land maar 4,85% van de fiscale ontvangsten in 2006. België is een land met een zeer hoge fiscale druk – zie de rechterkolom van Tabel 4-2 – en hiermee dient rekening gehouden te worden bij vergelijkingen tussen landen. In een land met een lage fiscale druk zoals Ierland genereert milieufiscaliteit 7,58% van de fiscale ontvangsten – de helft meer dan in België – terwijl de milieufiscaliteit als % van het BBP in Ierland en België veel minder verschillen (2,47% tegenover 2,17%).

De cijfers uit Tabel 4-1 leren vooral dat het fiscale belang van de energiefiscaliteit eerder beperkt is. Meer dan 95% van de fiscale ontvangsten wordt gegeneerd uit een andere fiscale basis dan energie.

TABEL 4-2: MILIEUBELASTINGEN ALS % VAN HET BBP (1995-2006) EN TOTALE FISCALE DRUK

	1995	1998	2001	2003	2005	2006	Fiscale druk 2007
EU-15	2,73	2,68	2,62	2,66	2,56	2,50	
België	2,24	2,44	2,26	2,27	2,35	2,17	44,4
Denemarken	4,52	5,25	5,14	5,13	5,84	6,00	48,9
Duitsland	2,32	2,12	2,52	2,65	2,46	2,40	36,2
Finland	2,92	3,29	2,94	3,16	3,07	2,96	43
Ierland	3,05	2,98	2,33	2,30	2,48	2,47	32,2
Nederland	3,61	3,81	3,68	3,70	3,96	4,10	38
Verenigd Koninkrijk	2,94	3,13	2,81	2,67	2,50	2,40	36,6
Zweden	2,76	2,94	2,78	2,86	2,83	2,72	48,2

BRON: EUROSTAT (2008) EN OESO(2009)

Als energiefiscaliteit in België goed is voor 4% van de totale fiscale ontvangsten, dan zou zelfs een verdubbeling van de energiebelastingen – welke politicus wil zich hiervoor engageren?- het belang van de milieufiscaliteit hooguit brengen op 7% tot 8% van de totale fiscale ontvangsten. Na deze ware schoktherapie ligt 92% van de fiscale druk elders. Op lange termijn kan de energieconsumptie natuurlijk aanzienlijk verminderen, waardoor het gewicht van de milieufiscaliteit in de totale fiscale ontvangsten terug afneemt. Hoe minder energieverbruik en/of –verspilling, hoe lager de fiscale ontvangsten uit energie.

Energiebelastingen zijn dus wel zeer hoog in vergelijking tot de belastbare basis – zeker voor transportbrandstoffen geldt een fiscale bestraffing die te vergelijken valt met de belastingen op sigaretten – maar het totale gewicht in de totale fiscale ontvangsten is zeer beperkt. Als we corrigeren voor de inflatie, zijn de meeste energieproducten sinds 1980 eerder goedkoper dan duurder geworden. De verhoging van de fiscale druk in dezelfde periode heeft dit echter meer dan gecompenseerd in de meeste landen.

Toch riskeert elke politieke partij die voorstelt om de energiebelastingen te verdubbelen de volkswede, net omdat de belangrijkste componenten van onze fiscaliteit veel minder transparant zijn en daardoor niet circuleren in het maatschappelijke debat. Wie weet hoeveel belastingen op arbeid hij of zij exact betaalt? Wij becijfert hoeveel indirecte belastingen per jaar betaald worden, of hoeveel roerende en onroerende vermogensbelastingen? De meeste mensen houden zich hier niet mee bezig maar zien de prijzen aan de pomp wel stijgen en dat leidt tot gemopper.

Hoe minder energieverbruik en/of verspilling, hoe lager de fiscale ontvangsten uit energie.

Het introduceren van een heffing op CO₂ of een equivalente energiebelasting vertrekt best van een algemene herziening van onze fiscaliteit.

De burger zou ook geïnformeerd moeten worden over de opportuniteitskost van een CO₂-heffing of van equivalente energiebelastingen.

De CO₂-heffing kan in principe leiden tot een dubbel dividend: een ecologische baat en een economische winst.

Een ware fiscale revolutie met een spectaculaire verlaging van de belastingen op arbeid dankzij de CO₂-heffing, is niet mogelijk. Energie weegt als fiscale basis niet op tegen arbeid of kapitaal.

Het introduceren van een heffing op CO₂ of een equivalente energiebelasting vertrekt best van een algemene herziening van onze fiscaliteit. Het verschuiven van de fiscale druk van bijvoorbeeld arbeid naar energieconsumptie is een optie en hierover zou op een transparante manier gecommuniceerd moeten worden. Ook zou de burger moeten weten wat de opportuniteitskost is van een CO₂-heffing of van equivalente energiebelastingen; welke andere belastingen worden geïntroduceerd of verhoogd indien de energiefiscaliteit bevroren wordt?

TRANSITIEVOORWAARDE 9: DE TEWERKSTELLINGSBATEN VAN DE TRANSITIE MOGEN CENTRAAL STAAN IN DE COMMUNICATIE MAAR LUCHTKASTELEN WORDEN BEST NIET BELOOFD

In een transparante communicatie over de CO₂-heffing mag het potentieel tot verlaging van de belastingen op arbeid zeker vermeld worden. De CO₂-heffing kan in principe leiden tot een dubbel dividend, namelijk een ecologisch dividend in de vorm van minder CO₂-emissies, aangevuld met een economisch dividend door de groei-impuls als gevolg van de lagere belastingen op arbeid. Een ware fiscale revolutie met een spectaculaire verlaging van de belastingen op arbeid dankzij de CO₂-heffing, behoort echter niet tot de mogelijkheden. Energie weegt als fiscale basis niet op tegen arbeid of kapitaal. Directe belastingen betaald door gezinnen zijn goed voor 26,3% van de totale fiscale ontvangsten in België. Directe belastingen zijn vooral belastingen op arbeid. Voegen we daar de totale sociale bijdragen aan toe – dit zijn ook belastingen op arbeid – dan komen we al aan 55% van de totale fiscale ontvangsten. Indirecte belastingen – met inbegrip van de bestaande milieu- en energiebelastingen – zijn goed voor 25% van de fiscale ontvangsten in België. Het is dan ook duidelijk dat zelfs een verdubbeling van de huidige energiebelastingen, maar een kleine vermindering van de fiscale druk op arbeid kan opleveren. Elke vermindering van de fiscale druk op arbeid, dient toegejuicht te worden in het land met de allerhoogste belastingen op arbeid, maar een radicale vermindering kan niet gefinancierd worden door een heffing op CO₂ alleen. Hoge belastingen op arbeid hebben een grote efficiëntiekost omdat ze het aanbod van arbeid en de vraag naar arbeid verminderen. In vergelijking tot een situatie met lagere belas-

We moeten zeker niet wachten op een CO₂-heffing om het probleem van een te hoge fiscale druk op arbeid aan te pakken.

De burger is natuurlijk blij met de ontvangen klimatsubsidies; hij financiert deze zelf met de hoogste belastingen op arbeid ter wereld.

Het ontwikkelen en verspreiden van moderne hernieuwbare energietechnologieën heeft in Duitsland al geleid tot een jobcreatie van maar liefst 250 000 eenheden.

tingen op arbeid krimpt de economie en dus ook de fiscale basis. Hoge belastingen op arbeid dwingen werkgevers tot het zeer productief inzetten van dure arbeid. Dit is op zich geen probleem. Er zijn heel wat mensen met een relatief lage arbeidsproductiviteit en deze vallen dan ook uit de economische boot. Uiteindelijk versterken hoge belastingen op arbeid de ontwikkeling van een duale maatschappij op basis van opleidingsniveaus. Zeker in ons land zijn deze problemen acuut en er zijn dan ook geen redenen om te wachten met een verlaging van de fiscale druk op arbeid. We moeten zeker niet wachten op een CO₂-heffing om deze problemen aan te pakken.

Energiefiscaliteit zal nooit een zeer belangrijke component worden van de algemene fiscaliteit – overheden hebben veel meer fiscale ontvangsten nodig dan de energiebasis kan bieden – maar laat wel toe ontvangsten te koppelen aan het transitiebeleid. Dit is een groot contrast met de populaire subsidies. Subsidies kosten geld aan de overheid. De burger is natuurlijk blij wanneer hij subsidies kan ontvangen. Wie echter beseft dat hijzelf de subsidies financiert met de hoogste belastingen op arbeid ter wereld, is al wat minder blij met het geboden fiscale voordeel. Of zoals de Nederlanders het zo mooi stellen; elke overheidssubsidie is altijd een sigaar uit de eigen kist.

De energietransitie biedt kansen voor heel wat nieuwe economische sectoren en dus ook een interessant potentieel aan bijkomende tewerkstelling. Deze tewerkstelling is gelukkig niet beperkt tot de typische kenniswerkers zoals de ingenieurs van hoogtechnologische bedrijven. Ook veel laaggeschoolden kunnen aan de bak komen dankzij het transitiebeleid. Je hebt geen universitair diploma nodig om dakisolatie te plaatsen. Of de energietransitie per saldo extra tewerkstelling biedt, zal vooral afhangen van de economische consequenties van hoge *carbon values*. Als deze de economie doen krimpen, of het groeiritme significant drukken, dient dit jobverlies vergeleken te worden met de jobcreatie in de nieuwe energiesectoren. Als er voor elke 100 bijkomende jobs in de hernieuwbare energie, meer dan 100 jobs verloren gaan in andere economische sectoren als gevolg van de hogere energieprijzen, zijn er geen netto-tewerkstellingsbatens.

Voorlopig zijn er sterke indicaties dat vooral de hernieuwbare energiesectoren veel bijkomende jobs creëren. Het ontwikkelen en verspreiden van moderne hernieuwbare energietechnologieën heeft in Duitsland al geleid tot een jobcreatie van maar liefst 250 000 eenheden. Intussen is hernieuwbare elektriciteit in Duitsland goed voor ongeveer 14% van de totale elektriciteitsproductie. Vele van deze jobs zijn het resultaat van de exportsuccessen van Duitse bedrijven in de wind- en PV-sector. De kwantitatieve doelstellingen voor hernieuwbare energie zijn op Europees niveau sterk bepleit door

Het Duitse succes toont aan dat een consistent industrieel beleid nog steeds het verschil kan maken.

De hoge jobcreatie in de hernieuwbare sector weerspiegelt de arbeidsintensieve aard van technologieën zoals zonnepanelen en windturbines. Deze jobcreatie is het gevolg van het ontberen van de klassieke schaalvoordelen in de hernieuwbare energiesectoren

Duitse politici die hiermee graag het leiderschap van Duitse technologiebedrijven een duwtje in de rug willen geven. Hoe hoger de *Feed-in* tarieven voor PV en wind, hoe meer exportmogelijkheden voor Duitse bedrijven. Op termijn wil de Duitse overheid het aandeel van hernieuwbare elektriciteit aanzienlijk opdrijven en ook de positie van de Duitse bedrijven verder ondersteunen. In optimistische scenario's circuleert de verwachting dat tegen 2020 zo'n 400 000 werknemers actief zijn in de sectoren van de hernieuwbare energie. Dit zou betekenen dat 1% van de Duitse beroepsbevolking werkzaam is in de sectoren van de hernieuwbare energietechnologieën. Vijf jaar terug circuleerde het streefdoel van 500 000 werknemers, maar dit is intussen wat naar beneden bijgesteld. Toch zou het een indrukwekkende prestatie zijn om op een relatief korte periode zoveel werkgelegenheid te creëren in jonge technologie sectoren.

De Duitse tewerkstellingscijfers zijn zeer indrukwekkend en tonen aan dat een consistent industrieel beleid nog steeds het verschil kan maken. Het kopiëren van het Duitse succesverhaal is een andere kwestie omdat het aantal exportsuccessen in elke sector nu eenmaal beperkt is. Er zijn niet genoeg 'buitenlanden' om voor de industriële sectoren in elk land een vergelijkbaar exportsucces mogelijk te maken.

In discussies over groene energie wordt terecht gewezen op de mogelijke jobcreatie dankzij hernieuwbare energietechnologieën. De hoge jobcreatie in de hernieuwbare sector weerspiegelt de arbeidsintensieve aard van technologieën zoals zonnepanelen en windturbines. Een steenkool- of nucleaire centrale van 600 MW zorgt ook voor tewerkstelling maar deze is eerder beperkt omdat deze technologieën nu eenmaal zeer kapitaalintensief zijn en een zeer geconcentreerde energie-output genereren. Hierdoor is de arbeidskost per geproduceerde kWh zeer laag. Er is geen windturbine van 600 MW en de productie van 600 MW elektriciteit uit windturbines vraagt de ontwikkeling van enkele zeer grote windparken. Als de wind goed waait, kunnen 200 windturbines van 3 MW ook 600 MW produceren. Deze 200 windturbines worden stuk voor stuk geproduceerd, geplaatst en onderhouden. Dit zijn relatief arbeidsintensieve processen, en zeker de installatie en het onderhoud zullen altijd arbeidsintensief blijven. Hierdoor kunnen windturbines niet van dezelfde schaalvoordelen genieten als thermische centrales. Er zijn diverse perspectieven te hanteren over de jobcreatie in de hernieuwbare sectoren. Elke nieuwe job is meer dan welkom, zeker in landen die kampen met een problematische structurele werkloosheid zoals België. Omdat de jobcreatie in enkele hernieuwbare sectoren het gevolg is van het ontberen van de klassieke schaalvoordelen, is deze het directe gevolg van een lagere economische efficiëntie. Voegen we daarbij in

België de hoogste arbeidskost ter wereld, dan kan het moeilijk anders of hernieuwbare energie zal de prijs per kWh aanzienlijk opdrijven. Hernieuwbare energietechnologie mag dan wel werken dankzij het gratis aanbod van zon en wind, arbeid heeft echter een hoge prijs. Vanuit dit perspectief kunnen we speculeren dat in landen met een zeer hoge arbeidskost zoals België, het aandeel van kapitaalintensieve productietechnologieën groter zal blijven dan in regio's met veel lagere arbeidskosten.

De economische recessie heeft velen geïnspireerd tot visies over een nieuwe 'green new deal' als antwoord op de crisis. Hierbij wordt stevast verwezen naar de jobcreatie dankzij hernieuwbare energie. Deze jobcreatie is een realiteit, maar is niet relevant als antwoord op de crisis. Wanneer de prognoses voor Duitsland versneld waargemaakt kunnen worden – dus niet tegen 2020 maar bijvoorbeeld tegen 2012 – dan werkt 1% van de Duitse beroepsbevolking in de sectoren van de hernieuwbare energie. Dit betekent dat 99% nog steeds werkt in andere economische sectoren. Een duurzaam economisch herstel na de huidige crisis dient dan ook een globaal herstel te worden, ten gunste van alle economische sectoren. De groene energiesectoren zijn nog steeds te klein om een economische relance op gang te kunnen trekken. Hier kan op lange termijn natuurlijk verandering in komen, zeker wanneer de transitie een succes wordt.

De groene energiesectoren zijn nog steeds te klein om een economische relance op gang te kunnen trekken.

TRANSITIEVOORWAARDE 10: EXPERIMENTEER EN CONCLUDEER.

Nieuwe technologieën en nieuwe organisatievormen spelen een belangrijke rol voor de evolutie van de transitie op lange termijn. Om een goede kijk te krijgen op het potentieel van mogelijke transitie-innovaties, moet er maximaal geëxperimenteerd worden. Hoe anders kunnen we het echte potentieel van bijvoorbeeld biogas en biomassa beter benaderen? Lokale gemeenschappen kunnen door het experimenteren ook leereffecten boeken die later verspreid kunnen worden. Welke energiebesparingen zijn mogelijk op korte, middellange en lange termijn? Welke investeringen zijn hiervoor nodig, en wat is de verwachte terugverdientijd? Welke financieringsopties zijn voorhanden of kunnen uitgewerkt worden door nieuwe spelers? Wat is de optimale schaal en formule voor car-sharings, warmtenetwerken, WKK-installaties voor woonwijken, lokale warmte-opslag,...? Is het zinvol een windturbine te kopen per woonwijk, of wordt beter geïnvesteerd in car-sharing? Het zijn maar enkele vragen uit lange lijstjes. Het antwoord kan gevon-

Om een goede kijk te krijgen op het potentieel van mogelijke transitie-innovaties, moet er maximaal geëxperimenteerd worden.

Het decentraliseren van een deel van het R&D-beleid sluit aan bij een toenemende aandacht voor ecologische vraagstukken op alle lokale niveaus.

Slimme internettoepassingen laten toe de leereffecten rond lokale experimenten optimaal toegankelijk te maken.

Een CO₂-heffing hoeft niet per definitie asociale consequenties te hebben. Armoedeproblemen zijn niet het gevolg van het niveau van energieprijzen.

den worden door te experimenteren en achteraf kritisch te evalueren.

Heel wat mensen hebben de natuurlijke neiging om te experimenteren. Wanneer deze experimenten echter aanzienlijke financiële consequenties hebben, wordt er al veel minder geëxperimenteerd. Er ligt dan ook een rol bij de overheid om kleine lokale experimenten en leerinitiatieven te ondersteunen. Dit kan door een deel van de R&D-budgetten te reserveren voor kleinschalige experimenten. R&D-budgetten gaan traditioneel altijd naar dezelfde consortia die zich graag toeleggen op grote technologieën in grote labo's. Het decentraliseren van een deel van het R&D-beleid sluit aan bij een toenemende aandacht voor ecologische vraagstukken op alle lokale niveaus en zou in principe vrij vlot kunnen gebeuren.

Experimenteren is essentieel maar evalueren is nog veel belangrijker. Elk experiment moet resulteren in een kritische analyse; wat werkt en wat werkt niet, wat is haalbaar, wat zijn de pijnpunten en hoe kunnen deze weggewerkt worden? De evaluatie dient verspreid te worden zodat alle geïnteresseerde partijen toegang krijgen tot deze nuttige ervaringen. Zoniet worden bepaalde experimenten nodeloos herhaald en wordt veel tijd verloren. Slimme internettoepassingen laten toe de leereffecten rond lokale experimenten optimaal toegankelijk te maken.

TRANSITIEVOORWAARDE 11: MAAK GEEN KARIKATUUR VAN DE SOCIALE DIMENSIE VAN DE ENERGIETRANSITIE

Het is een recent fenomeen dat debatten over technologische dossiers ook van een sociale dimensie voorzien worden. Elke technologie interageert met de maatschappij en is per definitie een sociale constructie. De sociale dimensie van het energie-, klimaat- of transitiebeleid slaat vooral op de impact van beleidsmaatregelen op de sociaal zwakkeren. Dit zijn vooral de laagste inkomens. Zeker het gebruik van het prijsinstrument wordt met argusogen gevolgd door de vertegenwoordigers van het sociale middenveld – want energie is blijkbaar al duur genoeg – en een verdere verhoging van de energieprijzen – bijvoorbeeld door een CO₂-heffing – is dan ook per definitie asociaal. Met dit soort foutieve redeneringen spelen de vertegenwoordigers van het sociale middenveld in de kaart van iedereen die om andere redenen het energie- of klimaatbeleid wil afremmen. Want wie wil er nu graag asociaal overkomen?

Armoedeproblemen zijn niet het gevolg van het niveau van de energieprijzen. Armoede is een relatief concept en meestal het resultaat van diverse factoren zoals de familiale situatie, het scholingsniveau en kansen op de arbeidsmarkt, gezondheidsfactoren, enzovoort. In beschaafde landen ontwikkelen overheden een beleid om mensen uit de laagste inkomensgroepen te helpen. Het armoedebestrijdingsbeleid heeft dikwijls een directe energiedimensie, bijvoorbeeld door het voorzien van energiecheques wanneer de prijzen van stookolie en aardgas sterk zijn toegenomen. De prijsconsequenties van het transitiebeleid moeten in principe opgevangen kunnen worden door het bestaande sociale beleid. De stelling dat de armen het slachtoffer zullen worden van het transitiebeleid vertrekt dan ook van de hypothese dat het huidige sociale beleid niet effectief is. Mocht dit het geval zijn, dan dient de overheid haar sociaal beleid bij te sturen.

TRANSITIEVOORWAARDE 12: ONDERSCHIED POPULAIRE KLIMAATMAATREGELEN VAN ZUIVERE FISCALE CADEAUS AAN DE HOGERE INKOMENSGROEPEN

Het huidige klimaatbeleid dat zich richt naar de gezinnen genereert een aanzienlijke inkomensstroom die exclusief gaat naar de middenklasse en de hogere inkomens

Het huidige energie- en klimaatbeleid is echter wel asociaal om een totaal andere reden. Het huidige klimaatbeleid – tenminste het deel gericht naar de gezinnen – genereert een aanzienlijke inkomensstroom die exclusief gaat naar de middenklasse en de hogere inkomens. In België kan je directe en indirecte subsidies krijgen voor een resem investeringen, gaande van isolatie-investeringen tot het plaatsen van zonnepanelen. Wie een relatief zuinige auto aanschaft, geniet van een ecologiepremie. Omwille van deze fiscale voordelen behoren deze energiebesparende investeringen tot de meest populaire klimaatmaatregelen. We kunnen hierbij echter de vraag stellen of dit in essentie wel klimaatmaatregelen zijn. Een klimaatmaatregel wil immers de uitstoot van CO₂ en andere broeikasgassen beperken. Een impliciete veronderstelling hierbij is dat zonder de klimaatmaatregel deze CO₂-reductie uitblijft. Mocht de CO₂-reductie ook gerealiseerd worden zonder de klimaatmaatregel, is deze maatregel duidelijk overbodig. Iedereen weet dat slim investeren in energiebesparingen en energie-efficiënte altijd rendoert omdat de investeringskost terugbetaald wordt door de toekomstige besparingen op de energiefactuur. Natuurlijk kan niet iedereen op elk moment deze investeringen financieren. Ook kan de nodige expertise ontbreken om de meest rendabele investerin-

De fiscale voordelen voor energiebesparende maatregelen maken het niet mogelijk dat mensen zonder kasmiddelen plots wel hun investeringsprojecten kunnen doorvoeren.

Een groot tot zeer groot deel van de projecten die nu fiscaal beloond worden, zou ook uitgevoerd geweest zijn zonder de fiscale voordelen. Het *cadeau-effect* is in de praktijk dan ook zeer hoog.

gen door te voeren. Maar is dit wel relevant? Maakt het veel uit of een gezin energiebesparende investeringen niet doorvoert in 2009, maar deze om financiële redenen moet uitstellen tot bijvoorbeeld 2012? Het antwoord op deze vraag hangt af van de capaciteit tot het doorvoeren van deze investeringen. Het huidige aantal technici en installateurs voor dergelijke investeringsprojecten wordt bepaald door het aantal klanten voor dergelijke projecten. Dit aantal is relatief stabiel op korte termijn, net zoals het jaarlijkse aantal doorgevoerde renovatieprojecten. Mocht elke eigenaar van een oude woning met enkelvoudig glas of met een oude stookketel vandaag beslissen om vervangingsinvesteringen door te voeren, dan zou een groot deel van hen zeer lang moeten wachten. De orderboekjes van de huidige installateurs staan nu al vol. Op lange termijn kan het aantal technici en installateurs natuurlijk gevoelig toenemen, maar dit noodzaakt een hogere instroom in de technologische onderwijsrichtingen.

De fiscale voordelen voor energiebesparende maatregelen maken het niet mogelijk dat mensen zonder kasmiddelen plots wel hun investeringsprojecten kunnen doorvoeren. De fiscale voordelen zijn alleen relevant voor wie zelf de investering kan financieren. Maar waarom zou deze categorie van kapitaalkrachtige eigenaars de investering niet uitvoeren? Het lijkt niet rationeel om aantrekkelijke toekomstige energiebesparingen niet te verzilveren. Er zijn natuurlijk mensen die hun schaarse tijd liever besteden aan andere projecten dan renovatie-investeringen en dat is hun goed recht. De fiscale voordelen kunnen een deel van deze groep aanzetten tot het versnellen van deze investeringen op voorwaarde dat de geboden voordelen tijdelijk zijn (bijvoorbeeld beperkt tot 31 december 2010). Momenteel zijn de fiscale voordelen dat niet, en ook wie na 2009 investeert geniet hiervan.

Uiteindelijk komen de fiscale voordelen vooral terecht bij de groep van eigenaars die de investeringen zelf kunnen financieren, en die hoe dan ook van plan was om de investering op korte termijn uit te voeren. Een groot tot zeer groot deel van de projecten die nu fiscaal beloond worden, zou ook uitgevoerd geweest zijn zonder de fiscale voordelen. Het zijn immers op zich financieel interessante projecten. Het Rekenhof merkt in een analyse van het Belgische federale klimaatbeleid op dat de omvang van dit zogenaamde *cadeau-effect* niet bekend is. Uit internationale studies over de impact van fiscale en andere stimuli op energiebesparende investeringen in de industrie, blijkt keer op keer dat de meeste projecten ook uitgevoerd zouden geweest zijn zonder de fiscale stimuli. Het *cadeau-effect* is in de praktijk dan ook zeer hoog.

Tussen 2003 en 2005 steeg het aantal toegekende belastingverminderingen voor energiebesparende investeringen in België van 95 477 naar 173 484. Voor 2006, 2007 en 2008 kon het Rekenhof blijkbaar geen cijfers verzamelen, maar het lijkt zeer waarschijnlijk dat deze aantallen verder toenamen na 2005. Dit betekent niet dat het aantal doorgevoerde projecten even sterk steeg. Niet iedereen is immers op de hoogte van het bestaan van de fiscale voordelen. Uit een studie van het Vlaamse Energieagentschap bleek dat in 2007 63% van de huiseigenaars wist dat de belastingvoordelen bestaan. In de hoogste sociale groepen bleek 77% op de hoogte te zijn, terwijl dit percentage voor de laagste sociale groepen zakte tot 50%. In 2003 waren deze percentages ongetwijfeld veel lager en zoals gebruikelijk zijn het vooral de hoogopgeleiden die als eerste gebruik maken van de fiscale gunstmaatregelen.

TABEL 4-3: TOEGEKENDE BELASTINGVERMINDERINGEN VOOR ENERGIEBESPARENDE MAATREGELEN

Inkomstenjaar		Vlaams Gewest	Waals Gewest	Brussels Gewest	Rijk
2003	Aantal	63 856	25 934	5 687	95 477
	Bedrag in €	24 986 310	11 053 879	2 597 602	38 637 791
	Gemiddeld bedrag	391,3	426,2	456,8	404,7
2004	Aantal	82 659	30 698	6 816	120 173
	Bedrag in €	33 109 943	13 020 779	3 220 022	49 350 744
	Gemiddeld bedrag	400,6	424,2	472,4	410,7
2005	Aantal	117 966	45 693	9 825	173 484
	Bedrag in €	53 764 005	22 271 116	5 319 270	81 354 391
	Gemiddeld bedrag	455,8	487,4	541,4	469

BRON: REKENHOF (2009). FEDERAAL KLIMAATBELEID. UITVOERING VAN HET KYOTOPROTOCOL (OP BASIS VAN FOD FINANCIËN), BLZ.18

De gemiddelde toegekende belastingvermindering steeg van 404 euro per belastingplichtige in 2003 naar 469 euro in 2005. De totale toegekende belastingvermindering steeg van 38 637 791 euro in 2003 tot 81 354 391 euro in 2005, dit is een toename met 110%. Een sterke toename van de totale belastingvermindering na 2005 lijkt logisch maar voorlopig zijn hierover geen cijfers beschikbaar. In 2008 en 2009 zou de totale belastingkorting 150 miljoen euro kunnen zijn, maar evengoed aanzienlijk meer. Tussen 2003 en 2005 ging ongeveer 65% van de totale belastingkorting naar Vlaamse belastingplichtigen.

Het fiscale voordeel voor energiebesparende maatregelen neer op een selectieve verlaging van de fiscale druk voor midden en hoge inkomensgroepen.

Eigenaars genieten dankzij de investering van twee financiële voordelen: de uitgespaarde energiekosten en de waardevermeerdering van het vastgoed. Is het de taak van de overheid om sterk regressieve mechanismen te ontwikkelen?

In essentie komt het fiscale voordeel voor energiebesparende maatregelen neer op een selectieve verlaging van de fiscale druk voor midden en hoge inkomensgroepen. De belastingkorting gaat immers naar huiseigenaars die de investeringen zelf kunnen financieren, en op de hoogte zijn van de fiscale stimuli. Deze drie voorwaarden sluiten het 'profiteren' door de lage inkomens zo goed als uit. Om deze redenen zijn de toegekende fiscale voordelen sterk regressief: de inkomensherverdeling begunstigt alleen de hogere inkomens.

Hierbij komt dat de ecologische meerwaarde van de fiscale voordelen beperkt is omwille van het al besproken *cadeau-effect*. Er zijn ook slimme investeerders die isolatie-investeringen bewust uitstellen om de fiscale voordelen te kunnen maximaliseren over diverse jaren. Dus eerst het dak isoleren en deze investering fiscaal verzilveren, en vervolgens een jaartje of twee wachten met het plaatsen van nieuwe ramen om ook deze uitgaven later fiscaal te verzilveren. De beperking van de maximale aftrek per fiscaal jaar kan in de praktijk functioneren als een stimulans om energiebesparende investeringen uit te stellen.

Alsof dit nog niet genoeg is, dienen we rekening te houden met de waardetoeename van de woningen na de doorgevoerde energiebesparende investeringen. De eigenaar geniet dankzij de investering van twee financiële voordelen: de uitgespaarde energiekosten en de waardevermeerdering van het vastgoed. Je zou als huiseigenaar voor minder enthousiast worden van het Belgische klimaatbeleid. Eigenaars die de energiebesparende investeringen niet zelf kunnen financieren worden relatief gediscrimineerd, want de waarde van hun vastgoed stijgt minder snel.

Is het de taak van de overheid om sterk regressieve mechanismen te ontwikkelen, terwijl de schaarse middelen beter ingezet zouden worden voor investeringen in de efficiëntieverbetering van publieke gebouwen of van sociale woonwijken?

Waarom wordt het huidige subsidiebeleid gebruikt om de middenklasse en hogere inkomens te trakteren op een verborgen belastingverlaging? België is een land met een zeer hoge fiscale druk. Bepaalde politieke partijen zijn eerder gekant tegen algemene belastingverlagingen en zeker tegen belastingverlagingen voor de hoogste inkomens. Een verlaging van de fiscale druk voor deze groepen dient dan ook op een verdoken manier te gebeuren, hier onder de verpakking van een klimaatmaatregel. En de huidige ecologische belastingverlaging werkt prima.

Het Belgische klimaatbeleid voorziet ook een fiscale korting bij de aankoop van nieuwe wagens met een lage CO₂-uitstoot per kilometer. Vanaf 1 juli 2007 wordt deze korting

Hoeveel leefloners rijden met een fonkelnieuwe Toyota Prius?

onmiddellijk verrekend in de factuur omdat de verkoper de korting terugvordert bij de FOD Financiën. Voor 2008 bedraagt de korting 15% (maximaal 4 350 euro) voor wagens met een uitstoot lager dan 105 gram CO₂ per kilometer of 3% (maximaal 810 euro) voor wagens met een uitstoot tussen 105 en 115 gram per CO₂. Deze korting kan vergeleken worden met een vermindering van de BTW van 21% naar 6%.

Volgens het Rekenhof werd in de eerste negen maanden van 2008 een totale fiscale korting bij de aankoop van energiezuinige wagens uitgekeerd van 26 miljoen euro. Op jaarbasis komt dit neer op ongeveer 35 miljoen euro. Deze korting komt quasi exclusief terecht bij de hogere inkomens, omdat de laagste inkomens aangewezen zijn op de tweedehandsmarkt of op het openbaar vervoer. Hoeveel leefloners rijden met een fonkelnieuwe Toyota Prius?

Ook bij de aanschaf van zuinige wagens speelt het *cadeau-effect* sterk omdat het fiscale voordeel werd geïntroduceerd in een periode met sterk stijgende brandstofprijzen. Hierdoor zijn alle consumenten vanzelf meer geïnteresseerd in het brandstofverbruik van hun nieuwe wagen.

Dikwijls wordt deze fiscale maatregel bekritiseerd omdat er weinig auto's voldoen aan de strenge CO₂-criteria. Zo werden in de eerste negen maanden van 2008 slechts 7 775 wagens verkocht met de premie van 15%. Dit zijn vooral kleine auto's die nuttig zijn als tweede auto in een gezin, maar niet echt attractief zijn als enige auto voor een gezin met kinderen. De ecologische impact van 7 775 wagens op een wagenpark van meer dan 5 miljoen eenheden kan moeilijk spectaculair uitvallen. De geboden belastingkorting mag dan een druppel op een hete plaat lijken, de introductie in 2009 van nieuwe modellen zoals de Honda Insight en vooral de nieuwe Volkswagen Golf 1.6 TDI kunnen hierin verandering brengen. De Golf 1.6 TDI met 104 g CO₂/km wordt ongetwijfeld een succes. We kunnen dan ook veronderstellen dat in 2009 en 2010 het aantal verkochte wagens met 15% korting spectaculair zal toenemen. Want ook de concurrenten van de Volkswagen Golf werken aan zuinigere voertuigen en zullen zich in komende jaren ook kwalificeren voor de korting van 15%. De factuur van de CO₂-korting zal voor de overheid dan ook fors oplopen. Daarbij komt dat deze auto's minder verbruiken waardoor de ontvangsten uit accijnzen en BTW uit de brandstofverkopen kan teruglopen. Hierbij veronderstellen we dat het aantal gereden kilometers gelijk blijft. Energiezuinige wagens zijn echter duurder dan minder efficiënte voertuigen zodat de jaarlijkse kapitaal-kost stijgt. Tegelijkertijd daalt de verbruikskost per kilometer. Dit kan een aansporing zijn om meer te rijden – ik heb nu toch een dure zuinige auto gekocht dus ik kan deze

De factuur van de CO₂-korting zal voor de overheid dan ook fors oplopen.

De ecologische impact van kapitaalsubsidies wordt mede bepaald door de prijs van energie

Klimaatsubsidies met regressieve cadeau-implicaties worden best snel afgeschaft.

De meeste energiebedrijven maken altijd winst hoewel deze winst niet excessief is.

De energiesector is een netwerksector waarbij alle afzonderlijke componenten hun waarde ontlene aan de integratie in een kwalitatief hoogstaand geheel.

maar beter veel gebruiken – zodat een deel van de ecologische baten van een efficiënte wagen worden gecompenseerd door toenemende emissies als gevolg van meer afgelegde kilometers. Dit is het *rebound of take back* effect dat alleen te voorkomen is door het duurder maken van energie. De ecologische impact van kapitaalsubsidies wordt mede bepaald door de prijs van energie.

Wanneer we de fiscale voordelen van energiebesparende investeringen optellen bij de CO₂-korting voor nieuwe energiezuinige auto's, kunnen we niet anders concluderen dat de overheid een zeer belangrijke inspanning doet ten gunste van de hogere inkomens. Het zou best kunnen dat de jaarlijkse factuur in 2009 en 2010 oploopt tot meer dan 300 miljoen euro. Als in 2010 50 000 nieuwe auto's de premie van 15% meepikken, dan kost dit de overheid al 140 miljoen euro. Is dit een wenselijk scenario voor de overheid die het komende decennium zal vechten tegen begrotingstekorten?

Een eenvoudige heffing op CO₂ zou op termijn dezelfde investeringen uitgelokt hebben en de overheid niets kosten. De klimaatsubsidies met regressieve cadeau-implicaties worden best snel afgeschaft.

TRANSITIEVOORWAARDE 13: ANALYSEER STANDPUNTEN OP BASIS VAN BEGEERLIJKE BLIKKEN NAAR CASH-FLOWS; DE KERNUITSTAP GAAT NIET ALLEEN OVER NUCLEAIRE TECHNOLOGIE

De energiesector is een belangrijke maar relatief kleine bedrijfstak. Een opvallend kenmerk van de energiesector is de vrij stabiele rendabiliteit. De meeste energiebedrijven maken altijd winst hoewel deze winst niet excessief is. Wanneer de winsten van energiebedrijven vergeleken worden met de rendabiliteit van de financiële sector in de gekke jaren tot 2008 of met de beste farmaceutische of andere high-tech bedrijven, dan is de energiesector vooral een degelijk presterende maar wat saaie sector. Het vooruitzicht van een stabiele en mooie rendabiliteit trekt niet alleen de defensieve beleggers aan. Er zijn altijd nieuwkomers geïnteresseerd in een deel van de attractieve cash-flows uit energiediensten. De energiesector is echter een netwerksector waarbij alle afzonderlijke componenten hun waarde ontlene aan de integratie in een kwalitatief hoogstaand geheel. Je kan morgen bij wijze van spreken wel starten met het verdelen van stookolie of steenkool, maar voor de distributie van gas en elektriciteit liggen de zaken anders.

Het debat over kernenergie gaat vooral over de herverdeling van de toekomstige cash-flows in de elektriciteitsmarkt.

Het sluiten van de kerncentrales zal gecompenseerd worden door enkele grote steenkool- en gascentrales en meer windturbines

We kunnen onze back-up behoeften ook niet zomaar importeren uit het buitenland.

Het debat over bijvoorbeeld kernenergie gaat niet zozeer over technologieën maar vooral over de herverdeling van de toekomstige cash-flows in de elektriciteitsmarkt. In het klassieke model leveren kerncentrales samen met steenkoolcentrales een constante *baseload* terwijl vooral gascentrales ingezet worden voor het opvangen van de schommelingen in de vraag (*peakload*). Met dit model valt in alle landen mooi geld te verdienen. Zolang de kerncentrales blijven draaien, is er niet veel ruimte voor nieuwe spelers op de markt die in ons land willen investeren in *baseload* capaciteit. Dus besliste de regering om de kerncentrales te sluiten na 40 jaar dienst om kansen te bieden aan nieuwe spelers. De regering had ook kunnen beslissen om de kerncentrales eerder te sluiten – bijvoorbeeld na 35 jaar – maar dit zou neerkomen op het vernietigen van nog productief kapitaal waarvoor een aanzienlijke vergoeding betaald zou moeten worden.

Het sluiten van de kerncentrales zal gecompenseerd worden door enkele grote steenkool- en gascentrales en meer windturbines. Hierdoor kunnen de CO₂-emissies alleen maar sterk toenemen zolang CCS (*Carbon Capture and Sequestration*) geen realiteit is. Het is een fabeltje om te stellen dat de nucleaire capaciteit integraal vervangen kan worden door windturbines. Als er geen wind is, dienen we lokale back-up capaciteit aan te spreken, en dit zullen vooral gascentrales zijn. We kunnen onze back-up behoeften ook niet zomaar importeren uit het buitenland. Waarom zou het buitenland investeren in onze back-up behoeften, als we daar zelf niet toe bereid zijn? Het is overigens eigenaardig dat hernieuwbare energie eerst gepresenteerd zou worden als een instrument ter verhoging van de zogenaamde energiezekerheid, om dan te belanden in een situatie waarbij we op kritieke momenten afhankelijk zijn van de import van elektriciteit vanuit het buitenland. Inzetten op extra import zou ook een verkeerde strategische zet zijn. Als het buitenland al investeert in dure back-up capaciteit – hiervan zijn voorlopig geen indicaties – dan zal deze verkocht worden aan de meest biedende want we evolueren naar vrije elektriciteitsmarkten. Hoe meer landen investeren in windenergie zonder back-up, hoe groter de collectieve vraag naar back-up tijdens windstille momenten.

TRANSITIEVOORWAARDE 14: OOK ENERGIEZEKERHEID DIENT OP EEN KOSTENEFFICIËNTE MANIER NAGESTREEFD TE WORDEN

Zijn Arabieren en Russen niet afhankelijk van onze bereidheid tot het aankopen van hun energieproducten?

Wie pleit voor 'meer energiezeekerheid' kan dit argument ook gebruiken om de eigen belangen te verdedigen.

Wie kan zich een situatie inbeelden waarin alle olieproducenten beslissen om geen olie meer te produceren?

Energiezeekerheid is een populair begrip geworden. Wie pleit voor 'meer energiezeekerheid' vraagt zich af of we de Arabieren en de Russen wel kunnen vertrouwen. Is het echter wel politiek correct om zo negatief te oordelen over onze medemens aan de andere kant van de energieketting? En zijn Arabieren en Russen ook niet afhankelijk van onze bereidheid tot het aankopen van hun energieproducten? Welke garanties hebben zij dat we dat altijd gaan blijven doen?

Wie pleit voor 'meer energiezeekerheid' kan dit argument ook gebruiken om de eigen belangen te verdedigen, bijvoorbeeld als argument voor hoge productiesubsidies voor hernieuwbare energietechnologieën. Graag vergeten we dat we onze energiezeekerheid deels zelf beheren, omdat fossiele brandstoffen en uranium opslagbare energiebronnen zijn. De meeste landen houden strategische oliereserves aan voor ongeveer 60 dagen. Af en toe gaan er stemmen op om reserves aan te houden voor 90 tot zelfs 120 dagen. Deze voorstellen overleven geen ernstig politiek debat omdat olie nu eenmaal een vrij verhandelde grondstof is waarvoor de prijs overal ter wereld dezelfde is. Als één Arabisch land de kraan zou dichtdraaien – om daarmee de eigen economie te torpederen – dan kopen we onze olie bij de andere aanbieders. Deze aanbieders genieten dan tijdelijk van een hogere prijs omwille van de toegenomen risicopremie in de markt en zouden daarom die éne dwarsligger dankbaar moeten zijn. Wie kan zich een situatie inbeelden waarin alle olieproducenten beslissen om geen olie meer te produceren? Wie dat wel kan, moet zich zorgen maken over de energiezeekerheid op de oliemarkt.

De gasmarkten zijn niet globaal maar regionaal georganiseerd. Wie enkele strategische transportnetwerken controleert, kan in principe misbruik maken van deze machtspositie. Maar op termijn zal de twijfel over de afhankelijkheid van enkele transportnetwerken leiden tot het uitbouwen van alternatieven.

Energie is natuurlijk zeer belangrijk voor onze economie. Dat horen we elke dag en daar valt weinig tegen in te brengen. Vele andere producten en diensten zijn ook van zeer groot belang. Wat zouden we bijvoorbeeld doen zonder halfgeleiders, computers en IT-netwerken? En hoeveel halfgeleiders, computers en IT-netwerken produceren we momenteel in ons eigen land? Zeer weinig... In de eurozone worden zelfs geen com-

Is het niet eigenaardig dat niemand pleit voor een nationale farmaceutische industrie met lokale productie voor lokaal gebruik.

Energiezekerheid is een zeer handig argument om goodwill los te weken voor hernieuwbare energie

Zelfs indien één land de externe afhankelijkheid helemaal kan elimineren, is het niet gevrijwaard van de prijsschokken voor fossiele energiebronnen.

puters meer geproduceerd, alleen maar geassembleerd. En toch maakt niemand zich daar zorgen om. Wat zouden de Aziaten anders aanvangen met hun halfgeleiders en computers als het rijke Westen stopt met het aankopen van deze producten?

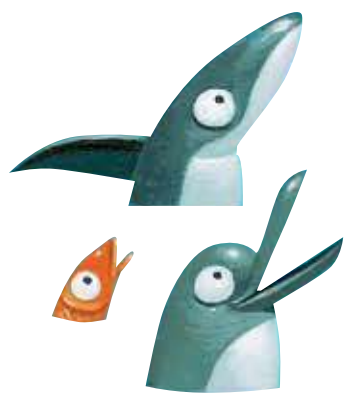
Hetzelfde geldt voor geneesmiddelen. In ons land wordt maar een fractie van de geneesmiddelen geproduceerd waarvan de Belgische patiënten afhangen. Mocht deze toevoer van in het buitenland geproduceerde geneesmiddelen plots stilvallen, kan dit letterlijk levensbedreigend zijn voor tienduizenden landgenoten. Toch pleit niemand voor een nationale farmaceutische industrie met lokale productie voor lokaal gebruik. En zijn mensenlevens niet veel belangrijker dan een banaal vat olie?

Energiezekerheid is een zeer handig argument om goodwill los te weken voor hernieuwbare energie. In een kostenefficiënt klimaat- en energiebeleid moet hernieuwbare energie op termijn concurreren met energiebesparingen en CO₂-reducties door efficiëntieverbeteringen in het fossiele systeem. Deze vervelende concurrentie kan geëlimineerd worden door te hameren op energiezekerheid. Het pseudo-argument hierbij is dat energiebesparingen en het efficiënter maken van het fossiele systeem op zich wel positief zijn, maar onze afhankelijkheid van de onbetrouwbare Arabieren en Russen niet wegneemt. We kopen wel minder olie en gas, maar we kopen nog steeds al onze energiebronnen in het buitenland. Het percentage van de externe energieafhankelijkheid blijft gelijk aan 100%, hoewel we in absolute volumes minder energie importeren. Alleen lokale productie van hernieuwbare energie kan het percentage doen dalen. Hierbij moeten we de vraag stellen wat de meerwaarde is van een lagere energieafhankelijkheid. Stel dat deze daalt van 98% in 2009 naar 67% in 2030; wat kopen we dan met deze spectaculaire verbetering? Ook in 2030 is onze economie nog sterk afhankelijk van fossiele brandstoffen en zijn we nog steeds niet volledig geïsoleerd van de gevolgen van een prijsschok. De effecten van een prijsschok zijn wellicht minder dan voorheen, maar het is niet zeker of we inflatie en een recessie na een prijsschok kunnen vermijden. Zelfs indien één land de externe afhankelijkheid helemaal kan elimineren, is het niet gevrijwaard van de prijsschokken voor fossiele energiebronnen. We leven nu eenmaal in een geglobaliseerde economie waarin elk land handelsrelaties onderhoudt met andere landen. Als land X werkelijk fossiel onafhankelijk is, maar de buurlanden van dit land zijn nog steeds fossiel afhankelijk, dan sijpelen de consequenties van fossiele prijsschokken via de handelsrelaties op termijn toch binnen in het land dat geen energieproducten meer importeert. De enige totale verzekering tegen fossiele prijsschokken is de totale energieonafhankelijkheid van alle landen. En hierop is het wellicht nog wat wachten.

TRANSITIEVOORWAARDE 15: BENADER DE TRANSITIE MET EEN OPEN GEEST; MISSCHIEF WILLEN WE EEN TOTAAL ANDERE OF HELEMAAL GEEN TRANSITIE

Zelfs met het meest optimale beleidskader – een globale prijs op CO₂, hogere R&D-uitgaven voor energietechnologieën, nauwgezette beleidsevaluatie, etc - kunnen de verwachte resultaten uitblijven. De transitie verloopt dan veel langzamer dan gehoopt en de CO₂-emissies dalen niet radicaal genoeg. Als alle economische agenten hun gedrag afstemmen op correcte prijzen – inclusief *carbon values* om transitie-investeringen uit te lokken -, dan moeten we erkennen dat transitie-investeringen geen globale prioriteit zijn voor deze beslissingsnemers. We betalen dan wel de juiste prijs voor CO₂, maar stappen niet met volle overgave in het transitieverhaal. Dit wijst op het bestaan van andere opportuniteiten die we belangrijker inschatten dan de energietransitie. Elke investering heeft naast een kapitaalkost ook een algemene opportuniteitskost. Als we toch 45 000 miljard dollar dienen te investeren tussen nu en 2050, moet dit bedrag dan integraal gaan naar energieprojecten? De mens is onvoorspelbaar, en investeert misschien wel liever in andere private en publieke goederen. Is dit een drama? Neen, want zo krijgen we inzicht in de maatschappelijke waardering van abstracte doelstellingen die van bovenaf worden opgelegd.

Elke investering – ook een transitie-investering - heeft naast een kapitaalkost ook een algemene opportuniteitskost.



DEEL 5

**CONCLUSIES EN
VOORSTELLEN**

Het huidige energiesysteem is niet duurzaam. Een ambitieuze energietransitie is een deel van de oplossing voor diverse energievraagstukken.

De huidige technologische ontwikkelingen sluiten een energierevolutie op korte tot middellange termijn uit. Hoever komen we dan met de energietransitie?

Het IEA (International Energy Agency) becijferde dat een ambitieuze energietransitie tegen 2050 een realiteit kan worden. Een stabilisering tot zelfs een halvering van de globale CO₂-emissies behoren tot de mogelijkheden. Hiertoe zijn enorme bijkomende investeringen – van 17 000 tot 45 000 miljard \$ -noodzakelijk. Deze bedragen zijn bovendien afhankelijk van diverse techno-optimistische assumpties. De reële kostprijs van de transitie zal wellicht veel hoger uitvallen.

De energietransitie moet een globaal project worden en maakt alleen een kans indien geopteerd wordt voor een kostenefficiënt beleid. Centraal hierin staan het gebruik van het prijsinstrument en een dringend herstel van de R&D-budgetten voor energietechnologieën. Er dient ook sterk geïnvesteerd te worden in efficiëntere fossiele technologie omdat hiervan de sterkste hefboomeffecten te verwachten zijn. Fossiele technologie vertegenwoordigt nog steeds ongeveer 90% van het globale energiesysteem en een aanzienlijk deel van het fossiele kapitaal is dringend aan vervanging toe.

Binnen de R&D-budgetten moet voldoende ruimte zijn voor kleinschalige experimenten. Alleen door volop te experimenteren en te evalueren, kunnen we het potentieel van elke transitie-optie beter inschatten. Elke regio, stad of dorp zou gestimuleerd moeten worden om het lokale transitiepotentieel te verkennen. Uit deze experimenten kunnen later interessante *businessmodellen* ontstaan die verder verspreid kunnen worden. Landen en regio's die graag uitpakken met hun creativiteit dienen deze uitdaging aan te gaan.

VOORSTEL

- Het denken over de energietransitie dient georiënteerd te worden vanuit een kostenefficiëntieperspectief.
- Elke transitiemaatregel dient geëvalueerd te worden op basis van de kostprijs per vermeden ton CO₂.
- Het prijsinstrument en het herstel van de R&D-inspanningen zijn de sterkste hefboomen naar een kostenefficiënte energietransitie.
- Massaal experimenteren – zeker op lokaal niveau – dient sterk aangemoedigd te worden.

Quick wins:

- Het promoten van de allerdurste transitie maatregelen zoals zonnepanelen in België dient bijgestuurd te worden. Het besteden van deze subsidies aan andere reductie maatregelen zal het ecologische rendement per euro verveelvoudigen.
- Cadeau-maatregelen in het klimaatbeleid zoals subsidies voor investeringen die de hogere inkomensgroepen toch zouden doorvoeren, dienen onmiddellijk afgebouwd te worden.
- Het systematisch evalueren van alle energie- en klimaatmaatregelen zal inefficiënties naar boven brengen. Op termijn kan het beleid hierdoor krachtiger worden.

Het prijsinstrument is de krachtigste hefboom om de private sector te mobiliseren. Dit is een essentiële voorwaarde voor transitie succes, want overheden kunnen de bijkomende transitie-investeringen nooit zelf financieren. Het kleven van een prijs op CO₂-emissies zet alle economische agenten aan tot het zoeken naar opties om de CO₂-emissies op termijn te reduceren. Het prijsinstrument is zeker niet perfect, en dient minimaal geflankeerd te worden door een ambitieus R&D-beleid. Wanneer beleidsmakers de 'verkeerde' prijzen voor energieproducten niet bijstellen, blijven teveel economische agenten verkeerde beslissingen nemen. Het niet hanteren van het prijsinstrument hypothekeert de impact van andere transitie maatregelen.

Een kostenefficiënt transitiebeleid streeft naar *value for money* om de factuur van de transitie beheersbaar te houden. Aangezien het reduceren van de CO₂-uitstoot centraal staat in het huidige transitiedenken, dient elke maatregel geëvalueerd te worden op basis van de kostprijs per gereduceerde ton CO₂. Het potentieel van de goedkope reductie-opties dient eerst benut te worden. Overheden moeten de schaarse middelen niet gebruiken om net de allerdurste CO₂-reductietechnologieën te promoten, zoals zonnepanelen in België. Het investeren van de uitgekeerde productiesubsidies voor zonnepanelen in andere reductietechnologieën, zou de CO₂-reductie verveelvoudigen. Zonne-energie verdient vooral een R&D-ondersteuning, zodat op lange termijn efficiëntere PV-technologie kan vermarkt worden. De huidige productiesubsidies blijken geen stimulans te zijn voor het verhogen van de R&D-budgetten omdat de overheid net het verkopen van oude technologie beloont.

Een evaluatie van de impact van de bestaande instrumenten en maatregelen op de technologische dynamiek is essentieel voor het slagen van het transitiebeleid. Deze eva-

maatregelen kunnen ook diverse *cadeau*-effecten of verborgen fiscale voorkeursbehandelingen voor de hogere inkomens aan het licht brengen. *Cadeau*-maatregelen dienen zo spoedig mogelijk afgeschaft te worden.

VOORSTELLEN

- Op nationaal niveau dient de introductie van CO₂-heffingen geïntegreerd te worden in een algemene herziening van ons fiscaal systeem.
- De opbrengsten uit CO₂-heffingen kunnen gebruikt worden om andere belastingen in beperkte mate te verlagen.
- Technologische selectiviteit zoals een transitiebeleid zonder CCS, of zonder nucleaire energie, past niet in een krachtig transitiebeleid. Elke technologie evolueert en elke vorm van selectiviteit maakt de transitie veel duurder en hypothekeert zelfs het realiseren van een ambitieuze reductiedoelstelling.
- Ondersteuningsmechanismen die technologieën beschermen tegen elke vorm van concurrentie, moeten in principe uitdoven.

Het heropenen van het debat over een globale CO₂-heffing dient gekoppeld te worden aan het potentieel van het prijsinstrument om transferten te financieren van rijke naar arme landen. De rijke landen verbruiken zeer veel energie wat een hoge opbrengst van de CO₂-heffing garandeert. Net deze transferten kunnen de participatie van ontwikkelingslanden aan het globale transitiebeleid aantrekkelijk maken. Zonder de participatie van de belangrijkste ontwikkelingslanden zal de energietransitie falen.

Op nationaal niveau dient de introductie van CO₂-heffingen geïntegreerd te worden in een algemene herziening van ons fiscaal systeem. De opbrengsten uit CO₂-heffingen kunnen gebruikt worden om andere belastingen in beperkte mate te verlagen. De CO₂-heffing zal echter niet volstaan om de problematisch hoge belastingen op arbeid drastisch te verlagen.

De analyses van het IEA tonen aan dat alle technologische opties optimaal benut dienen te worden om van de energietransitie een realiteit te maken. Investerings in energiebesparingen en energie-efficiëntie kunnen meer dan de helft van de noodzakelijke emissiereductie genereren. Daarnaast spelen hernieuwbare energietechnologie, koolstofopslag of CCS (*Carbon Capture and Sequestration*), en in mindere mate nucleaire technologie een belangrijke rol. Technologische selectiviteit zoals een transitiebeleid

zonder CCS of zonder nucleaire energie, maakt de transitie veel duurder, en hypothekeert zelfs het realiseren van een ambitieuze reductiedoelstelling. In een efficiënt beleid worden alle technologische opties tegen elkaar uitgespeeld. Ondersteuningsmechanismen die technologieën beschermen tegen elke vorm van concurrentie, moeten in principe uitdoven.

VOORSTELLEN

- Systeendenken dient centraal te staan in het transitiebeleid. Een systeemvisie kan de integratie van hernieuwbare energietechnologie versnellen.
- Elk pleidooi voor een hogere nationale productie van hernieuwbare elektriciteit, dient aangevuld te worden met de vraag waar en hoe deze bijkomende productie kan geconsumeerd worden.
- Een duidelijke visie op de noodzakelijke technologische dynamiek moet een centrale component worden in elke transitievisie.
- Overheden dienen zelf geen technologische keuzes te maken maar moeten net krachtige hefboomen installeren om de transitie af te dwingen.

Elke energietechnologie heeft voor- en nadelen. Toch moeten we de bestaande technologieën verder gebruiken en verbeteren om ons energiesysteem gradueel te laten evolueren tot een duurzamer systeem. Systeendenken dient centraal te staan in het transitiebeleid. Hernieuwbare energietechnologieën kunnen optimaal gevaloriseerd worden indien deze gekoppeld worden aan opslag-, transport- en back-up capaciteit. Zoniet botst het populaire beleid op basis van productiesubsidies vlug op de eigen beperkingen. In het pioniersland Denemarken werd na 2000 amper nog een windturbine bijgebouwd, omdat de geproduceerde elektriciteit moeilijk in het eigen land te valoriseren bleek te zijn. Wie pleit voor een hogere nationale productie van hernieuwbare elektriciteit, moet zich ook afvragen waar en hoe deze bijkomende productie zal geconsumeerd worden. De hiertoe noodzakelijke investeringen dienen op een transparante manier in kaart gebracht te worden.

Sinds 1992 wordt er veel gepraat over de noodzaak om een sterk internationaal klimaatbeleid te ontwikkelen. We praten al veel langer over de fossiele schaarste en onze afhankelijkheid van enkele olie-exporterende landen. Toch gebeurt er zeer weinig. De R&D-uitgaven voor energietechnologieën zijn de afgelopen decennia zelfs gedaald in

absolute bedragen. De meeste rijke landen hebben natuurlijk wel klimaatplannen met lange lijstjes van maatregelen, voor de verschillende economische sectoren en energietechnologieën. Een duidelijke visie op de noodzakelijke technologische dynamiek is echter schaars. Veelal wordt gekozen voor gemakkelijksoplossingen zoals het voorzien van subsidies zonder een grondige evaluatie van de bereikte resultaten. Heel wat lobbyisten kunnen hier best mee leven...

Een koerswijziging dringt zich op. Een succesvolle transitie hangt vooral af van het installeren van krachtige hefboven zoals het prijsinstrument en R&D-inspanningen. Het is niet nodig om vandaag technologische keuzes te maken en enkele uitverkoren technologieën massaal te promoten. De knuffeltechnologieën uit het recente verleden stellen momenteel weinig voor... De concurrentie tussen technologieën en reductie-opties zal de noodzakelijke selectie baseren op relatieve efficiëntievoordelen.

