

# Concentrated Solar Power als onderdeel van de Europese energievoorziening

De realisatie van grootschalige zonnecentrales:  
mogelijkheden, obstakels en advies



Concentrated Solar Power als onderdeel van de Europese energievoorziening  
De realisatie van grootschalige zonnecentrales: mogelijkheden, obstakels en advies

I. Bouwmans  
L.J. Carton  
G.P.J. Dijkema  
R.M. Stikkelman  
L.J. de Vries

Met medewerking van  
V. den Bak  
A.F. Correljé  
R. Heij

TU Delft  
Faculty of Technology, Policy and Management  
Energy and Industry Group  
Jaffalaan 5  
2628 BX Delft  
[www.tbm.tudelft.nl](http://www.tbm.tudelft.nl)

Opdrachtgever: Tweede Kamerfractie D66  
Subsidieaanvraag Stichting Next Generation Infrastructures

*Illustratie titelpagina: Parabolic Trough zonnecollector velden in Californië (foto's: F. H. Morse, US Solar Energy Industries Association (2004). Int. Conference on Renewable Energies, Bonn)*

©2006, Technische Universiteit Delft

## Samenvatting

De technologie van *Concentrated Solar Power* (CSP) biedt een mogelijkheid tot verduurzaming van de Europese elektriciteitsvoorziening, kan bijdragen aan de Kyoto-doelstellingen en kan een innovatieve bedrijfstak creëren.

CSP-technieken concentreren zonlicht naar één punt of één lijn en verzamelen zo de zonne-energie. Na ruim twintig jaar praktische ervaring kan CSP beschouwd worden als een bewezen technologie. Deze techniek staat echter niet prominent op de agenda van politici, beleidsmakers, investeerders, stroombedrijven en consumenten. De conclusie van deze quick-scan is dat de doorbraak van CSP uitblijft door economische en institutionele hindernissen en de concurrentie met 'fossiel'.

De business-case voor een 20 MW of 200 MW zonnecentrale met CSP-technologie geeft aan dat de kostprijs van CSP-stroom 0,08-0,12 €/kWh bedraagt (de kostprijs van stroom uit conventionele centrales is 0,04 €/kWh) en totale baten inclusief CO<sub>2</sub> van 0,06–0,11 €/kWh op dit moment realistisch lijken. De spreiding in kosten en baten sluiten een succesvol CSP-investingstraject niet uit. Een CSP-investeringsproject wordt echter gekenmerkt door hoge investeringskosten en een hoogrisico. De marktwaarde van elektriciteit opgewekt in conventionele centrales is sterk gekoppeld aan de fluctuerende kosten van conventionele energiedragers als olie en gas. De kostprijs voor CSP-elektriciteit is daarentegen niet afhankelijk van grondstofkosten. De opbrengst (marktwaarde minus kostprijs) van CSP-elektriciteit is daardoor sterk afhankelijk van de kosten van conventionele energiedragers. Ook zijn de CO<sub>2</sub>-baten onzeker. Dit alles leidt tot terughoudendheid bij investeerders.

Om CSP te laten doorbreken in de geliberaliseerde stroommarkt zijn investeringsprikkel nodig voor aansprekende, grootschalige projecten die zonnestroom gaan leveren en voor de opbouw van een CSP-zonnestroomsector. Dat kan het beste gebeuren via een aanbesteding. Daarin worden bedrijven of consortia uitgenodigd te bieden voor daadwerkelijk realisatie van zonnecentrales én de productiestructuur voor de installaties. De prikkel en/of call kan uit gaan van de EU, lidstaten, groene vermogensbeheerders, een deelnemingsfonds of een duurzaam ondernemende bank. In elk geval zullen de EU of EU-lidstaten een deel van de investeringskosten moeten overnemen, en zal vanaf het begin worden ingezet op een serie CSP's. Tegelijkertijd blijven fondsen nodig voor kennisondersteuning en ontwikkeling, in aansluiting op de Lissabon-agenda.

Na ruim een decennium van concentratie op marktwerking en liberalisering is voorzieningszekerheid prominent terug op de agenda, en versnelde inzet van de transitie naar een duurzame energievoorziening is meer dan ooit nodig, omdat het laaghangend fruit voor verduurzaming reeds is geplukt. CSP kan zonne-energie op de Europese kaart zetten.

Bij brede toepassing van CSP-technologie en door opschaling ervan wordt de leercurve ingezet, en kan met incrementele innovaties kostenreductie worden verwacht. Daarvoor is een coherent politiek programma nodig en slimme investeringsfondsen die de aanwezige kiem van kennisintensieve en duurzame bedrijven laat uitgroeien tot een volwaardige bedrijfstak die duurzaam kan concurreren met fossiele energie.



# Inhoud

Samenvatting.....	3
Inhoud .....	5
1 Inleiding.....	7
2 Concentrated Solar Power .....	9
2.1 Werking .....	9
2.2 Bedrijfseconomische aspecten .....	9
2.3 Ontwikkelingen binnen CSP-netwerken .....	10
2.4 Concurrentie .....	11
2.5 Conclusies en oplossingen.....	12
3 Sterkte-zwakte-analyse van CSP in Europa.....	13
3.1 Zwakke kanten van CSP .....	13
3.2 Sterke kanten van CSP .....	14
3.3 Conclusies .....	15
4 Stimulering van CSP .....	17
4.1 Noodzaak van stimulering.....	17
4.2 Maatregelen en hun toepasbaarheid voor CSP.....	17
4.3 Oplossingsrichtingen.....	18
4.4 Advies .....	20
5 Conclusie.....	21
BIJLAGEN.....	23
Bijlage A Voorzieningszekerheid: Energiescenario's .....	25
Bijlage B: Toelichting CSP techniek.....	29
Bijlage C: Kostenschatting CSP .....	33
Bijlage D: Project Andasol.....	37
Bijlage E: Stimuleringsmaatregelen Duurzame Energie .....	39
Bijlage F: Instituties, Beheer, Markten en Duurzame Energie .....	41



# 1 Inleiding

De toekomst van onze energievoorziening is met veel onzekerheden omgeven. Enerzijds is Europa nog volop bezig met de uitwerking van de tien jaar geleden in gang gezette liberalisering van de energiemarkten, anderzijds wordt vanwege de invloed van CO<sub>2</sub>-uitstoot op ons klimaat gewerkt aan de realisatie van de Kyoto-doelstellingen.

Ondertussen fungeerde het tijdelijk dichtdraaien van de Russische gaskraan richting Europa in januari 2006 als alarmsignaal, dat voor een breed publiek duidelijk maakte hoe afhankelijk Europa is geworden van Rusland voor de continuïteit van de gasvoorziening.

De onstuimige ontwikkelingen in India en China, gecombineerd met politieke onrust in een aantal olieproducerende landen, tenslotte, maakten 2005 tot een jaar van een (te) krap aanbod van ruwe olie bij aanhoudende vraag. Record olie- en gasprijzen waren het gevolg.

Tegen de achtergrond van deze ontwikkelingen raakt het doel van het opschalen van vernieuwbare en duurzame energie - verduurzaming - wat op de achtergrond en komt bijvoorbeeld kernenergie weer bovenaan de agenda. Deze techniek is immers reeds een van de dragers van onze Europese elektriciteitsvoorziening, concurrerend én CO<sub>2</sub>-vrij. De hoeveelheid kernsplijtstof is echter net als die van olie en gas eindig.

Ondanks de sterke groei van het opgestelde windvermogen lijkt een verdere overgang of transitie van fossiele naar vernieuwbare energiebronnen moeizaam van de grond te komen, ondanks het feit dat ontsluiting van zon (en wind)

- technisch gezien op veel grotere schaal mogelijk is dan nu het geval is;
- de voorzieningszekerheid structureel kan verhogen;
- bij kan dragen aan prijsstabiliteit op de gehele energiemarkt doordat de kostprijs niet afhangt van de wereldmarkten voor energie;
- leidt tot een diversificatie van het aanbod én vermindering van de geopolitieke afhankelijkheid van Europa;
- gekenmerkt wordt door de afwezigheid van (netto) CO<sub>2</sub>-emissies en andere milieuschadelijke emissies zoals NO<sub>x</sub> en SO<sub>2</sub>.

Naast zonnecellen en zonnecollectoren voor decentrale opwekking is er een technologie die geschikt is voor grootschalige ontsluiting van de zon: *Concentrated Solar Power*, kortweg CSP. Bewezen in een aantal demonstratie- en pre-commerciële installaties blijft toepassing van deze technologie ook na 20 jaar beperkt. Daarom staat in deze notitie, die het resultaat is van een quickscan, de volgende vraag centraal:

**Wat zijn de sterktes, zwaktes, mogelijkheden en barrières van CSP-technologie als onderdeel van een duurzame energievoorziening. Welke technisch-economische en bestuurlijke barrières en kansen zijn er voor Europa en de lidstaten van de EU?**

Bij het opstellen van deze notitie is uitgegaan van de huidige institutionele structuur. In de notitie is geen advies opgenomen ten aanzien van institutionele wijzigingen op EU-niveau. Deze valt buiten de omvang van de opdracht. Voorstellen voor wijzigingen in de huidige institutionele structuur, bijvoorbeeld om het energiebeleid naar Europees niveau te tillen, brengen eigen dynamiek en (beleidsmatige) transactiekosten met zich mee. Vele verschillende agenda's komen daarbij om de hoek kijken, bijvoorbeeld ten aanzien van

duurzame energie, van aanpak van het klimaatprobleem, van liberalisering van de energiemarkt, van kernenergie, etc. Het is de vraag of dergelijke voorstellen snel aangenomen zullen worden, en of ze daadwerkelijk voor een versnelling ‘op de grond’ zullen zorgen.

Het advies uit deze notitie is gericht op versnelling van de ontwikkeling van CSP in de praktijk. Ons beeld van de huidige situatie is dat er door de verschillende EU-lidstaten veel *top-down*-beleid wordt gemaakt voor stimulering van duurzame energieën. De aanbeveling van deze notitie voor een serie aanbestedingen is een voorbeeld van een meer *bottom-up* gerichte aanpak. CSP-centrales hebben alleen zin in landen rond de Middellandse Zee en zuidelijker, maar naast landen als Spanje zouden ook landen als Nederland op deze manier kunnen investeren in CSP. Vanzelfsprekend dienen implicaties van een dergelijke mogelijkheid verder uitgewerkt te worden.



## 2 Concentrated Solar Power

### 2.1 Werking

*Concentrated Solar Power* (CSP)-technieken concentreren zonlicht naar één punt of één lijn en verzamelen zo de zonne-energie van een groter oppervlak. Het belangrijkste voordeel is dat door de concentratie van straling de temperatuur van de verwarmde vloeistof hoog kan oplopen: tot 400 of 600°C. Daardoor neemt het maximaal te behalen elektrisch rendement toe tot 20% en wordt het aantrekkelijk om elektriciteit te genereren. In een standaard kringproces zoals dat wordt toegepast in elektriciteitscentrales wordt vervolgens elektriciteit gegenereerd met behulp van een ‘gewone’ stoomturbine.

- Bij de parabolische trog (PT, Parabolic Trough – zie omslag) wordt het zonlicht tot één lijn geconcentreerd, waar een buis met vloeistof doorheen loopt. Met deze techniek wordt een piektemperatuur van 400°C gehaald (Enermodal Engineering, 1999).
- Bij de zonnetoren (ST, Solar Tower, zie bijlage B) wordt het zonlicht tot één punt geconcentreerd, waar een temperatuur rond 600°C bereikt kan worden. Dit geldt ook voor de parabolische schotel (PD, Parabolic Dish).

Enkele verschillen tussen de technieken:

- PT bereikt een lagere vloeistoftemperatuur, maar een hogere opname van zonnearmte dan ST. De opbrengst per hectare is daardoor ongeveer gelijk.
- PT is de meest volwassen technologie; installaties van verschillende grootten zijn gerealiseerd (14 MWe tot 80 MWe per installatie voor SEGS in Californië).
- ST is net uit de experimentele fase, met een eerste commerciële toepassing in Spanje met de PS10 Tower.
- PD is minder uitontwikkeld dan PT en ST. Deze techniek is vooral geschikt voor decentrale, kleinschalige toepassing met beperkt vermogen.

### 2.2 Bedrijfseconomische aspecten

Een globale indruk van de prijsopbouw van CSP-elektriciteit wordt gegeven door een kostensimulatiemodel van het National Renewable Energy Laboratory (NREL) voor het ontwerp van een PT-installatie<sup>1</sup>, en secundair (ter vergelijking) op een studie voor de Wereldbank ten behoeve van de GEF-projecten<sup>2</sup> (zie Bijlage C). Het NREL model berekent de ‘Levelized Cost of Energy’ (LCE) over een periode van 30 jaar.

*Kostprijs:* Na vergelijking van de LCE-waarden uit beide rapporten en onze interpretatie van hun kostenstructuur schatten we de CSP- kapitaalkosten op 0,07 tot 0,09 €/kWh en de onderhouds- en bedrijfskosten op 0,01 tot 0,03 €/kWh. De prijs van zonne-elektriciteit komt daarmee op een orde van grootte van 0,08 tot 0,12 €/kWh. Vergeleken met de prijs van conventionele energie in Nederland, momenteel 0,04 €/kWh<sup>3</sup>, is CSP-energie dus ruwweg twee tot drie keer zo duur.

---

<sup>1</sup> H. Price (2003). A parabolic trough solar power plant simulation model. Paper gepresenteerd op ISES 2003: International Solar Energy Conference, March 16-18 2003, Hawaii. Paper is gepubliceerd uit naam van het National Renewable Energy Laboratory (NREL) van het US Department of Energy (Sunlab).

<sup>2</sup> Enermodal Engineering Limited and Marbek Resource Consultants Ltd. (1999) Cost reduction study for solar thermal power plants. Report prepared for the World Bank.

<sup>3</sup> gebaseerd op informatie van VROM, <http://www.vrom.nl/pagina.html?id=6985> -bezoekt op 22 januari 2006

*Marktprijzen:* Momenteel is de gemiddelde prijs overdag op de stroommarkt in Spanje rond de 0,09 €/kWh, en is het verschil ter plaatse dus niet zo heel groot. De ontwikkeling van elektriciteitsprijzen is echter zeer onzeker. (Zie ook Bijlage C.) Dat geldt ook voor CO<sub>2</sub>-baten: niet alleen de prijsontwikkeling van CO<sub>2</sub>-emissierechten is onzeker, ook de voor CSP te hanteren vergelijkingsgrondslag en de voortzetting van het systeem na december 2008. De huidige prijs van 25 €/ton CO<sub>2</sub> komt overeen met 0,01-0,02 €/kWh.

*Risico-aversie van investeerders:* Vooralsnog lijkt de CSP-technologie vooral te duur om commercieel aantrekkelijk te zijn. Echter, voor investeerders is het minstens zo belangrijk dat de kosten moeilijk in te schatten zijn doordat er weinig ervaring is met deze technologie. De kosten gaan waarschijnlijk omlaag wanneer er meer ervaring wordt opgedaan, maar er wordt niet geïnvesteerd. Deze vicieuze cirkel leidt ertoe dat investeerders die op zoek zijn naar stabiele rendementen bij aanvaardbaar risico kiezen voor zekerheid: kleine variaties van het huidige systeem, zoals schonere gascentrales, steenkoolcentrales met CO<sub>2</sub>-opslag, en kernenergie.

*Lock-in:* Zolang met de huidige wijze van energievoorziening kan worden voorzien in de energiebehoefte, is er geen noodzaak voor de markt om te investeren in onzekere, duurere manieren van energievoorziening. Vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies en diversificatie van energiebronnen zijn niet voldoende verdisconteerd in de huidige marktprijs van elektriciteit om een systeemverandering op gang te brengen. Bovendien dragen deze voordelen van duurzame energie niet bij aan de *cash-flow* van de investeerders. Hoewel er dus een maatschappelijk positief effect is, bestaat er geen extra stimulans voor investeerders en kijken marktpartijen de kat uit de boom<sup>4</sup>. Voor een economisch redenerende speler heeft het bijvoorbeeld geen zin om te investeren in dure CSP-centrales in Zuid-Europa wanneer van overheidswege besloten zou kunnen worden om daar nieuwe kerncentrales te plannen. Op deze wijze blijft de energiemarkt vasthouden aan de wijze waarop in de energiebehoefte wordt voorzien.

*Oplossing:* De vicieuze cirkel van opschaling, ervaring, investering en kostenreductie binnen bestaande technologie zou doorbroken kunnen worden wanneer de overheid een deel van de economische risico's op zich zou te nemen, om via een grootschalig experiment een transitie in te zetten.

### 2.3 Ontwikkelingen binnen CSP-netwerken

Wereldwijd zijn veel initiatieven en activiteiten in gang gezet, zoals het SolarPaces Implementation Agreement van het IEA, met een gezamenlijk budget van 40 tot 50 miljoen dollar per jaar en een internationaal academisch netwerk, GEF-projecten voor ontwikkelingslanden door de Wereldbank en het Global Market Initiative om de investeringsinspanningen (die momenteel blijven steken) op een hoger plan te tillen<sup>5, 6</sup>.

Er bestaat momenteel op papier een groot aantal plannen voor CSP-installaties (zie Figuur 2.1 en 2.2). De meeste plannen bevinden zich echter nog in de ontwikkelingsfase

<sup>4</sup> Aad, Correljé, Mohammed El Ashry, (2005) *Mainstreaming Sustainable Energy: Economics, Institutions and Market Development*. Voor de Inter Academy Council (IAC) en de Koninklijke Nederlandse Academie van Wetenschappen, ten behoeve van de studie *Transitions to Sustainable Energy Systems*, 1 October 2005.

<sup>5</sup> Philibert, C. (2004) International Technology Collaboration and climate change mitigation case study 1: Concentrating Solar Power Technologies. International Energy Agency COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2004)8.

<sup>6</sup> Cédric Philibert van het International Energy Agency (IEA) (2004) International Technology Collaboration Case Study 1: Concentrating Solar Power Technologies. Buenos Aires, 13 December 2004, presentation.

(200 MW in Spanje, 400 MW in Iran, 200 MW in Marokko, 140 MW in Egypte, 100 MW in Israël, 130 MW in Jordanië, 100 MW in Zuid-Afrika, 1000 MW in de USA). Er is bij veel van de plannen gereede twijfel of ze uiteindelijk gerealiseerd zullen worden.



**Figuur 2.1: Projecten/plannen op papier voor CSP centrales.**

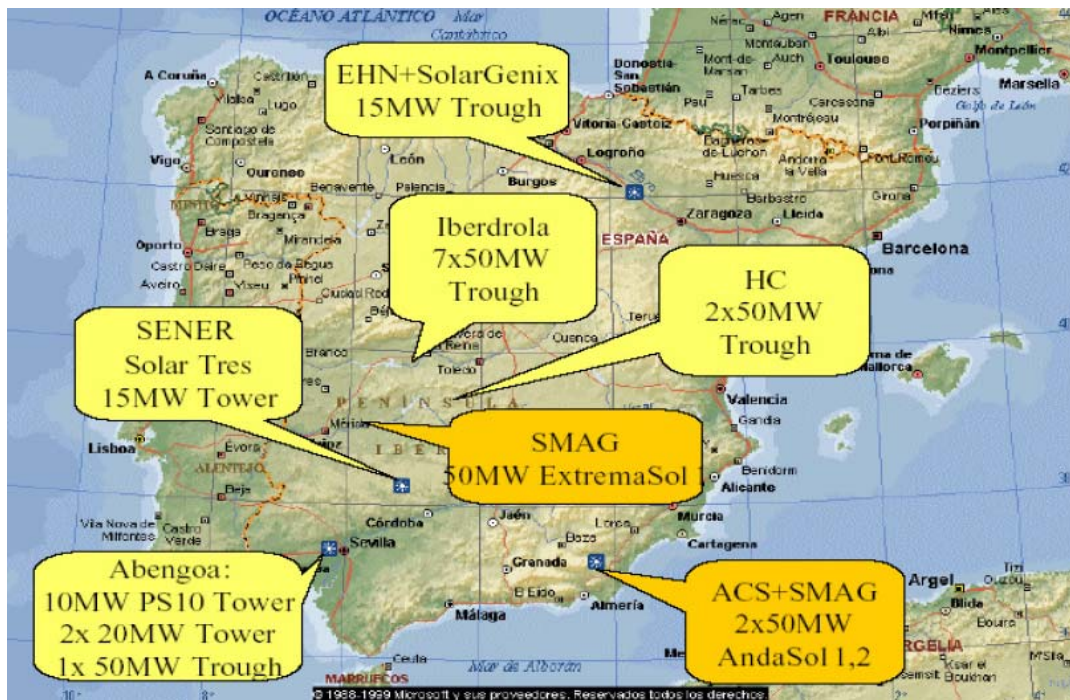
Bron: Rafael Osuna, directeur van Solúcar Energy, presentatie “Solar thermal industry, success stories and perspectives” op de Conference Renewable energy for Europe – Research in action, Brussels, 21-22 november 2005.

## 2.4 Concurrentie

Naast de afzetmarkt voor stroom waarop een CSP-producent concurreert tijdens de levensduur van de installatie, wordt ook op een ander niveau geconcentreerd: namelijk op de markt voor kapitaalgoederen.

Conventionele, grootschalige elektriciteitsproductie is niet alleen een volwassen technologie; er bestaat ook wereldwijd, in Europa en de VS, een grote kapitaalgoederen-industrie die geld verdient met het ontwikkelen en bouwen van energieconversie-technologie. Grote bedrijven als Siemens, ABB, United Technologies en General Electric ontwikkelen jaarlijks voor miljarden aan ‘conventionele’ elektriciteitscentrales en warmtekrachtcentrales voor alle grote energiebedrijven, de industrie en voormalige nutsbedrijven. Daarbij weten zij zich gesteund door grootschalige onderzoeksprogramma’s in de VS, Europa, Japan en China.

Een CSP-bedrijfstak dient zich te ontwikkelen rond een nu nog niet concurrerende technologie. Daarbij vindt ze, in een beperkt groeiende stroommarkt, sterke spelers tegenover zich - een netwerk aan bedrijven en instituties, kortom een rijke, volwassen bedrijfstak.



**Figuur 2.2: CSP projecten in Spanje als onderdeel van de promotie-fase van CSP-technologie.**

Bron: Rafael Osuna, directeur van Solúcar Energy, presentatie “Solar thermal industry, success stories and perspectives” op de Conference Renewable energy for Europe – Research in action, Brussels, 21-22 november 2005.

## 2.5 Conclusies en oplossingen

De technologie voor grootschalige zonne-energiecentrales is beschikbaar: pilots van CSP-centrales bestaan al twee decennia. Op korte termijn is de grootste hindernis voor elektriciteitsproducenten de investering die benodigd is om een centrale te bouwen en het risico van te lage elektriciteitsprijzen. Om de baten te verhogen zou een mechanisme geconstrueerd kunnen worden waarmee de positieve maatschappelijke effecten gewaardeerd kunnen worden en voor een deel als inkomsten naar investeerders vloeien.

Bij bredere toepassing van deze technologie (met de hierbij aannemelijke innovaties), en door opschaling ervan, kan verlaging van de kosten verwacht worden. Daarvoor zijn initiatieven en fondsen nodig die de aanwezige kiem van kennisintensieve en duurzame bedrijven laat uitgroeien tot een volwaardige bedrijfstak die duurzaam kan concurreren met het gevestigde ‘fossiele-energiecomplex’.

Dat vraagt om een grootschalig experiment, van het kaliber ‘mens op de maan’, omdat de ervaring leert dat het niet eens zoveel uitmaakt *wat* je doet, maar vooral *dat* het gebeurt.

## 3 Sterkte-zwakte-analyse van CSP in Europa

### 3.1 Zwakke kanten van CSP

#### *Lock-in effect van bestaande energievoorzieningsstelsel*

In de loop der tijd hebben overheden, bedrijven en consumenten belangen opgebouwd in de wijze van elektriciteitsvoorziening. Zo is de huidige elektriciteitsvoorziening geworden tot wat ze nu is:

- gedomineerd door grootschalige, centrale productie; een oligopolistische markt met een beperkt aantal kapitaalkrachtige spelers met aanmerkelijke marktmacht;
- in Europa in hoofdzaak verticaal geïntegreerde bedrijven, die de gehele keten van opwekking tot aflevering aan de klant beheersen - een effectieve toetredingsbarrière voor nieuwe spelers die willen inbreken op bestaande markten.

Het huidige stelsel is, onder invloed van politieke keuzes in het verleden, door beleidsmakers en beslissers bij overheden en bedrijfsleven vastgelegd in beleid, wetten en regels. Deze economische en juridisch/institutionele context vormt niet alleen een te nemen barrière voor nieuwe bedrijven op de Europese stroommarkt, maar ook voor de introductie en het gebruik van een nieuwe technologie zoals CSP. Zo is Endesa, een van de twee dominante elektriciteitsbedrijven in Spanje, net overgenomen door Gas Natural, het grootste gasbedrijf in Spanje. Wellicht beïnvloedt dit Endesa's keuze van primaire energiebronnen.

De ontbundeling van de netwerken (splitsing van netwerk en handelsbedrijven) zou in principe de toegang tot de markt voor nieuwe toetreders moeten vergemakkelijken, maar er zijn andere obstakels:

- Een kleine elektriciteitsproducent loopt meer risico met onbalans dan een producent met veel verschillende opwekkingseenheden.
- Een bedrijf dat slechts elektriciteit produceert loopt meer prijsrisico dan een bedrijf dat de eigen stroom ook aan de eindverbruikers levert.
- Daardoor is het voor een nieuwe marktspeler risicovoller om in stroomproductie te investeren dan voor een bestaande elektriciteitsproducent.

#### *Kosten en investeringsrisico*

De belangrijkste reden dat CSP nog niet is doorgebroken is dat het duurder is dan conventionele wijzen van elektriciteitsproductie en ook duurder dan sommige andere duurzame vormen van elektriciteitsproductie, zoals wind. Een tweede obstakel (overigens ook voor onder andere windenergie en waterkracht) is dat het grootste deel van de kosten bestaat uit investeringskosten. Hierdoor wordt het investeringsrisico relatief hoog. Als een CSP-centrale eenmaal is gebouwd en minder rendabel blijkt te zijn dan verwacht, zijn er weinig mogelijkheden meer om de kosten te beperken. Door het hogere investeringsrisico dan bijvoorbeeld voor een gascentrale zal de financiering waarschijnlijk ook duurder zijn. Ten slotte is het nu niet mogelijk een accurate inschatting van de verschillende technische, markt- en reguleringsrisico's te maken, juist omdat er nog geen projecten zijn die lang genoeg gedraaid hebben om zo'n risicoanalyse op te baseren.

#### *Transactiekosten*

Een additionele kostenpost in een nieuwe markt als CSP zijn de hoge transactiekosten. Deze omvatten alle kosten die verband houden met uitwisselingsrelaties, zoals de hoeveelheid manuren besteed aan het sluiten van contracten. De relatieve onvolwassenheid van de marktsector is hier debet aan.

### 3.2 Sterke kanten van CSP

#### *Verwachte kostenreductie*

In de bestudeerde literatuur wordt de verwachting breed gedeeld dat de kosten van zonne-energie op de lange termijn verder zullen dalen door:<sup>7</sup>

- technologische vooruitgang;
- grootschalige productie;
- competitieve beprijzing door internationale aanbestedingen;
- efficiencyverhoging in de constructiepraktijk.

Kortom: als er een volwassen bedrijfstak kan ontstaan. Dat betekent dat er, vergeleken met bijvoorbeeld windenergie, nog veel ruimte is voor verbetering en kostenreductie (zie Bijlage A).

#### *Productie tijdens vraagpieken*

Men kan zich afvragen waarom een duurdere technologie als CSP gestimuleerd zou moeten worden als men ook, bijvoorbeeld, meer windparken zou kunnen bouwen. De kostenvergelijking gaat echter mank, omdat in Zuid-Europa CSP gedurende piekuren kan leveren, terwijl de beschikbaarheid van wind op die momenten onzeker is. De pieken in het elektriciteitsverbruik worden veroorzaakt door airconditioning, en de vraag daarnaar is het sterkst op warme zomerdagen - wanneer ook de zonne-instraling het grootst is. Daarbij komt dat het mogelijk is om de zonne-energie voor een beperkte duur (een aantal uren) op te slaan, waardoor de productie van een CSP-centrale tot op zekere hoogte gestuurd kan worden. Hierdoor is de marktwaarde van met CSP geproduceerde stroom veel hoger dan die van windenergie. Doordat de zonnestroom geproduceerd wordt wanneer de vraag hoog is, kan men ervan uit gaan dat deze verkocht kan worden tegen prijzen voor piekuren of één die daar dicht in de buurt ligt.

#### *Externe baten*

De baten van duurzaam opgewekte elektriciteit komen slechts beperkt tot uiting in de opbrengsten van deze technologieën. Hierbij spelen de volgende factoren een rol.

- Negatieve externe effecten zijn beperkt verdisconteerd in de kostprijs van fossiele bronnen. CO<sub>2</sub>-emissiehandel (vanaf 1 januari 2005) brengt hier enigszins verandering in, maar door de beperkte schaarste aan emissierechten blijft de prijs tot nu toe beperkt tot ca. 25 €/ton CO<sub>2</sub>.
- Het vermijden van andere nadelige milieueffecten (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> etc.) wordt niet of slechts beperkt gewaardeerd.
- Investerings in duurzame energie leveren maatschappelijke voordelen op door hun bijdrage aan de diversificatie van het aanbod van energie, waardoor de geopolitieke afhankelijkheid van Europa verminderd wordt. Hierdoor wordt de voorzieningszekerheid verbeterd en vermindert ook het effect van brandstofprijsschokken. Deze effecten komen echter niet ten goede aan de investeerder.
- De ontwikkeling van CSP-technologie en een CSP-bedrijfstak brengt werkgelegenheid met zich mee en past in het streven de EU om te vormen tot een vooraanstaande kenniseconomie.

---

<sup>7</sup> Enermodal Engineering Limited and Marbek Resource Consultants Ltd. (1999) Cost reduction study for solar thermal power plants. Report prepared for the World Bank: p. 15.

Feitelijk wordt duurzaam opgewekte elektriciteit dus ondergewaardeerd in de stroommarkt, en worden ook kansen voor de creatie van een bedrijfstak van de toekomst gemist.

#### *Verskillende markten*

CSP concurreert op verschillende gebieden met verschillende concurrenten:

- Waar het gaat om de geleverde stroom, concurreert CSP voornamelijk met *alle* andere bronnen van stroom.
- Waar het gaat om subsidies op 'groene' of duurzame stroom, concurreert CSP met andere duurzame bronnen van stroom.
- Waar het gaat om technologieontwikkeling, concurreert CSP met andere fondsen voor technologieontwikkeling.
- Waar het gaat om investeren en bouwen, concurreert CSP met gevestigde bedrijven die elektriciteitscentrales, WKK's en dergelijke ontwikkelen, bouwen en plaatsen.

Gebruik maken van combinaties hiervan kan bijdragen aan de haalbaarheid van CSP.

### **3.3 Conclusies**

Het grootste obstakel voor CSP is voornamelijk de hoge kostprijs, die met name bepaald wordt door de investeringskosten. Een additioneel obstakel is dat eventuele nieuwe markttoetreders moeten opboksen tegen zeer grote, gevestigde bedrijven - onder de condities van bestaande structuren: regelgeving, kwaliteitseisen, procedures, communicatiekanalen, ingesloten gewoontes etc., die gericht zijn op de bestaande situatie.

Een belangrijke kans voor CSP is de ruimte voor kostenreductie door ervaring op te doen, met fabricage, installatie en bedrijf van deze technologie. Nu is het moment om deze bewezen technologie op te schalen en door te ontwikkelen. Daarnaast kan op deze manier een reële inschatting van de risico's gemaakt worden, wat een positieve invloed heeft op de mogelijkheden voor financiering.

Omdat CSP juist tijdens de piekuren overdag stroom produceert, kan er waarschijnlijk een hogere prijs bedongen worden dan bijvoorbeeld voor windenergie. De economie van deze twee technologieën kan daarom niet zonder meer met elkaar vergeleken worden.

Tenslotte biedt CSP, net als andere vormen van duurzame energie, belangrijke voordelen die voornamelijk niet in de gerealiseerde en betaalde marktprijs tot uitdrukking komen: CSP is schoon en vermindert de afhankelijkheid van fossiele bronnen uit politiek instabiele regio's, en vergroot daarmee onze voorzieningszekerheid. Door diversificatie en vergroting van het aantal bronnen zullen alle energieprijzen enigszins worden gedempt.





## 4 Stimulering van CSP

### 4.1 Noodzaak van stimulering

*Versnelling realisatie duurzaam nodig:* Doel van de EU is dat 21% van de elektriciteit duurzaam opgewekt wordt in 2010.<sup>8</sup> Dit is vertaald naar doelen per lidstaat, afhankelijk van het potentieel. De doelstelling voor Nederland is dat in 2010 9% van de elektriciteit uit duurzame bronnen afkomstig is.<sup>9</sup> In 2003 was een aandeel van 3,3% bereikt, in 2004 was dit 4,5%.<sup>10</sup> Het aandeel van duurzame energie groeit dus redelijk snel, maar er is nog een lange en lastige weg te gaan, zeker omdat de gemakkelijk te gebruiken bronnen al het eerst benut zijn.

*Investeren is nu niet zonder risico:* Uit Bijlage C blijkt dat het niet vreemd is dat investeerders (nog) niet in CSP-projecten stappen: de zgn. 'business-case' is niet sluitend, omdat bij de huidige prijsniveaus van elektriciteit de investeringskosten over een termijn van 20 tot 30 jaar niet worden terugverdiend. Hoewel een CSP-centrale geen brandstof vraagt, zijn de investeringslasten dusdanig dat voor een terugverdientijd van 20 tot 30 jaar een stroomopbrengst van ongeveer 0,08 à 0,12 €/kWh nodig is. Onder de meest gunstige omstandigheden zijn de totale opbrengsten uit elektriciteit en CO<sub>2</sub>-baten ongeveer 0,10 €/kWh. Met onzekerheid in de elektriciteitsprijzen en het CO<sub>2</sub>-regime is het risico op verlies voor investeerders te groot.

### 4.2 Maatregelen en hun toepasbaarheid voor CSP

Europa kan uit praktische motieven én principiële overtuiging CSP-technologie een duw in de rug geven. Immers, de verschillende Europese landen passen nu al een breed scala van stimuleringsmaatregelen toe (zie ook Bijlage E):

- feed-in-tarieven
- groenestroomcertificaten
- belastingvoordelen
- CO<sub>2</sub>-emissiebeperkingen via allocatie en emissiehandel
- quota's voor duurzame energie
- fondsvorming
- aanbestedingen.<sup>11</sup>

In de praktijk wordt meestal een combinatie van deze maatregelen toegepast.

In Nederland zijn recent de jaarlijkse of LCE kosten voor CO<sub>2</sub>-vermijding geraamd op omgerekend 43 €/ton<sup>12</sup> bij inzet van CO<sub>2</sub>-opslag én de bouw van kernenergiecentrales.

*Feed-in-tarieven*<sup>13</sup> zijn zeer effectief gebleken bij het stimuleren van windenergie, onder andere in Duitsland. Zij hebben echter een aantal nadelen:

- te lage tarieven hebben geen effect; te hoge tarieven leiden tot onnodige subsidies.

---

<sup>8</sup> EC (Commission of the European Communities) 2005. *The support of electricity from renewable energy sources*.

<sup>9</sup> Richtlijn 2001/77/EG. Deze Richtlijn noemde overigens 22% als doel voor Europa.

<sup>10</sup> ECN Beleidsstudies 2005. *Energie Verslag Nederland 1e half jaar 2005, Duurzame energie*. Amsterdam: ECN Beleidsstudies.

<sup>11</sup> EC. *The support of electricity from renewable energy sources*, Communication from the Commission. Brussel, 2005.

<sup>12</sup> Van Geel, "15% CO<sub>2</sub> reductie is minimum", NRC-handelsblad, 15 februari 2006

<sup>13</sup> een tariefstructuur dan wel contractvorm waar het tarief voor stroom uit een bepaalde (duurzame) bron voor langere tijd wordt vastgelegd.

- De tarieven staan vast, waardoor er geen marktsignaal meer gegeven wordt aan de producenten. Bij windenergie leidt dit tot lokale overproductie op momenten van lage vraag en hoog aanbod (in het geval van zonne-energie is zo'n situatie overigens niet waarschijnlijk).

*Certificaten* voor groene stroom zijn in Nederland net vervangen door de MEP-regeling, die de productie (in plaats van de consumptie) van groene stroom stimuleert. In zekere zin komen groencertificaten echter terug in de vorm van *Guarantees of Origin*, de verplichte labeling van stroom met betrekking tot de oorsprong ervan. Hierdoor kan weer een specifieke vraag naar groene stroom ontstaan. Het is echter de vraag of dit voldoende impuls geeft aan CSP.

*Belastingvoordelen* kunnen CSP wel aantrekkelijker maken, maar leiden waarschijnlijk niet tot een doorbraak van deze technologie. Daarvoor zijn de investeringskosten te hoog en wordt de veranderlijkheid van belastingregimes door investeerders als een te groot risico aangemerkt.

*CO<sub>2</sub>-baten*: Het effect van de verplichting voor fossiel gestookte centrales om CO<sub>2</sub>-emissierechten te kopen is aanwezig, en bedraagt momenteel 0,01-0,02 €/kWh. Voorlopig is dit onvoldoende om investeerders over de streep te trekken, mede omdat de herziening van het handelssysteem in januari 2009 onzekerheid creëert en het volstrekt onduidelijk is wat het regime voor CO<sub>2</sub>-emissies zal zijn na 2012.

*Onzekerheid klimaatbeleid*: De grote onzekerheid omtrent het klimaatbeleid na 2012 is een van de belangrijkste obstakels voor allerlei investeringen in emissiebesparende maatregelen.

### 4.3 Oplossingsrichtingen

*Duidelijk klimaatbeleid, heldere doelstellingen*. Zonder het beleid voor de periode na 2012 al geheel te formuleren zou de overheid de verduurzaming van de energievoorziening sterk kunnen stimuleren door zich te committeren aan een bepaalde maximumuitstoot van CO<sub>2</sub>. Daarbij zou slechts de mogelijkheid open gelaten moeten worden dat deze eisen later nog worden aangescherpt bijvoorbeeld in het kader van een internationaal gedragen vervolg op het Kyoto-verdrag. Een dergelijk commitment door de overheid zou aan de energiesector een duidelijk signaal afgeven over de minimaal te bereiken emissiereductie, waardoor het investeringsrisico in ieder geval aanzienlijk beperkt zou worden voor de maatregelen die nodig zijn om dat niveau te behalen.

*Verplicht aandeel duurzaam*. Dit is een optie die al in verschillende landen wordt toegepast. Wanneer deze verplichting rust op de stroomleveranciers, zullen zij op de markt duurzame stroom moeten inkopen. Een voordeel is dat dit met grote zekerheid tot een beoogde bijdrage van duurzame energie leidt, en dat dit op de economisch meest efficiënte wijze gebeurt. Een nadeel is dat nieuwe technologieën niet ontwikkeld zullen worden voordat het potentieel van goedkopere technologieën uitgeput is. Hierdoor wordt de leercurve van deze technologieën pas later begonnen.

*Fondsvorming*. Er wordt een investeringsfonds ontwikkeld dat wordt gevoed op verschillende manieren. Het gevormde investeringsfonds gaat fungeren als scharnier en hefboom tussen beleidsdoelstellingen, praktijk en betrokken partijen. Er zijn legio opties om zo'n fonds vorm te geven. Als een lidstaat afspraken niet nakomt die in het kader van de EU zijn gemaakt, zou als sanctie een bijdrage aan het investeringsfonds opgelegd

kunnen worden. Het zou hier afspraken kunnen betreffen op algemeen (bijv. financieel, sociaal) terrein, of op het terrein van duurzame energie, bijvoorbeeld wanneer het aandeel groene stroom in de energievoorziening achterblijft. De hoogte van de bijdrage kan dan representatief zijn voor de niet-gemaakte investeringskosten. Dergelijke afspraken binnen de EU komen echter langzaam tot stand en vergen veel diplomatieke activiteit.

*Stimulerend aanbesteden.* Een aanbestedingsprocedure is de meest kansrijke manier om CSP op korte en lange termijn effectief te stimuleren. Een voordeel van een aanbestedingsprocedure is dat de overheid veel zelf in de hand heeft. Ten eerste kan zij kiezen hoeveel geld in het project gestoken wordt en hoeveel risico genomen wordt in elke fase van het project. Ten tweede kunnen aan elke aanbesteding specifieke voorwaarden gekoppeld worden, zoals de grootte van het project, de locatie, een minimale periode waarin stroom wordt geleverd, enz. Daarmee kan het risicoprofiel voor de investeerder worden beïnvloed. Hieronder staan twee voorbeelden van aanbestedingsvormen met verschillend risicoprofiel:

- De overheid besteedt een CSP-centrale van een bepaalde grootte aan<sup>14</sup>; het bedrijf of consortium dat de laagste subsidie vraagt, krijgt de opdracht. De overheid betaalt een vast bedrag ter subsidiëring van de investeringskosten.<sup>15</sup> Het prijsrisico (het risico dat de stroomprijs lager wordt dan verwacht) ligt bij de investeerder. De investeerder zal daarom een risicopremie wensen en het project conservatief begroten.
- De overheid besteedt de bouw van een CSP-centrale aan, maar bedrijft deze in eigen beheer. Het prijsrisico ligt bij de overheid, maar wanneer de stroomprijs hoger wordt dan verwacht, verminderen die de netto subsidie die het project vergt. Naar verwachting kost deze vorm de overheid minder, maar het uiteindelijke subsidiebedrag is hierbij afhankelijk van de ontwikkeling van de lokale elektriciteitsprijzen.

In beide voorbeelden kunnen prikkels ingebouwd worden die investering in en ontwikkeling van productiecapaciteit voor CSP-technologie stimuleren.

*Serie van aanbestedingen:* Een ambitieuzere variant is het aankondigen van een serie van aanbestedingen. Hiermee wordt niet slechts de bouw van één centrale gestimuleerd, maar wordt tevens een voedingsbodem gecreëerd waarin de CSP-industrie zich verder kan ontwikkelen. De zekerheid van financiële stimulering over een lange termijn is een prikkel voor actieve partijen in de CSP-industrie om een langdurige productielijn op te zetten (bijv. voor productie van trogspiegels als onderdeel van de - nu nog zeer dure - spiegelvelden). Wanneer vanaf het begin duidelijk is dat het gaat om een serie van aanbestedingen, zal het niet blijven bij een enkel project, maar wordt ook een bedrijfstak ontwikkeld en de transitie ingezet. Blijkt de technologie evengoed toch niet van de grond te komen, dan is met een vooraf bekend budget een serieuze poging gedaan en kan besloten worden verdere stimulering achterwege te laten.

In een ambitieus programma voor het op korte termijn realiseren van installaties en een sector van CSP-bedrijven die installaties ontwikkelen, bouwen en bedrijven kan men bijvoorbeeld besluiten in 2006 aanbestedingen uit te schrijven voor twee keer 50 MW, in 2008 voor twee keer 100 MW en in 2010 voor twee keer 200 MW, waarbij als eis wordt gesteld dat elke installatie binnen twee jaar operationeel moet zijn, en binnen een half jaar vooraf vastgelegde prestaties moet halen. Zo wordt in korte tijd de transitie ingezet, aanwezige kennis gemobiliseerd en (overheids)geld benut voor een aantal installaties en

---

<sup>14</sup> Zgn. Design, Build, Finance, Operate, Maintain (DBFOM) contract.

<sup>15</sup> Het verdient aanbeveling dit bedrag over de loop van een aantal jaren uit te betalen, onder de voorwaarde dat er gedurende die tijd daadwerkelijk stroom geproduceerd wordt. Het bedrag is echter niet aan de stroomprijs gekoppeld, maar staat vast.

liefst ook een florerende bedrijfstak die daarna op eigen benen kan staan en de CSP-technologie tot volle wasdom brengt.

*Betrek financiële sector: CSP is duurzaam ondernemen.* De afgelopen decennia hebben niet alleen technologische innovaties opgeleverd, maar juist ook veel innovaties in de financiële sector. Het is bijvoorbeeld denkbaar dat bovenstaande aanbestedingsprocedure wordt ingezet door een beheerder van duurzame beleggingsfondsen of durfkapitaal, dan wel door een bank of financiële instelling die haar missie tot duurzaam ondernemen werkelijk invulling wil geven. Via een solide systeem van certificaten kan zelfs via de beurs risicokapitaal worden opgehaald. Er zou een strategische conferentie kunnen worden belegd met het bank- en verzekeringswezen, om te komen tot vernieuwende financieringsarrangementen (zie tevens bijlage F).

#### **4.4 Advies**

Gezien het kapitaalintensieve karakter van CSP is een aanbestedingsprocedure de meest effectieve wijze om de ontwikkeling van deze technologie en bijbehorende bedrijfstak te stimuleren. De verwachting is dat een serie van aanbestedingen zal leiden tot daling van de kosten, waarmee de commerciële haalbaarheid dichterbij komt, en er op afzienbare termijn consortia worden gevormd waarin bedrijven zich concentreren op ontwerp, ontwikkeling, financiering, gebruik en onderhoud van CSP-installatie, en zo versneld de leercurve opgaan.

## 5 Conclusie

De ontwikkeling van duurzame energiebronnen in Europa speelt zich af binnen een geliberaliseerde energiemarkt. Daardoor kan van energiebedrijven niet zonder meer gevraagd kan worden te investeren in onrendabele projecten. Duurzame energiebronnen die niet kunnen concurreren met fossiele bronnen zullen dus financieel gestimuleerd moeten worden, willen zij tot ontwikkeling komen. De EU staat in de geliberaliseerde markt staatssteun voor duurzame energie als uitzondering toe.<sup>16</sup>

Belangrijke redenen om duurzame energie in het algemeen en CSP in het bijzonder te stimuleren zijn:

- vermindering van de afhankelijkheid van steeds schaarser wordende energiebronnen;
- het creëren van een duurzame oplossing voor het klimaatprobleem;
- de ontwikkeling van een kennisintensieve bedrijfstak.

De technologie voor grootschalige zonne-energiecentrales is beschikbaar. Bij de pilotprojecten die tot nu toe verwezenlijkt zijn, ligt de kostprijs enkele eurocenten per kilowattuur boven de huidige marktprijzen in Spanje, terwijl de komende jaren CO<sub>2</sub>-baten van 0,01 à 0,02 €/kWh mogelijk zijn.

Naar verwachting zal de kostprijs van de geproduceerde stroom dalen wanneer er meer ervaring met de technologie wordt opgedaan. Deze ervaring ontstaat echter pas als er voldoende grote projecten gebouwd worden. Hiervoor is financiële ondersteuning van de ontwikkeling van een serie CSP-centrales nodig. Hoewel voor de korte termijn de nadruk moet liggen op actie en onderneming, zal kennisontwikkeling een ondersteunende rol blijven spelen.

Naar onze inschatting is een aanbestedingsprocedure voor de te bouwen CSP's de beste wijze om de doorbraak van CSP en de opbouw van een CSP-bedrijfstak te stimuleren. Enerzijds biedt een aanbestedingsprocedure de beste oplossing voor het voornamelijk te hoge investeringsrisico, anderzijds biedt deze de subsidieverstrekker de meeste controle en de grootste zekerheid van resultaat.

In Zuid-Europa kan CSP gedurende piekuren elektriciteit leveren, terwijl de beschikbaarheid van windenergie op die momenten onzeker is. Op termijn zullen we in Europa waarschijnlijk weinig te kiezen hebben wat betreft de verschillende energiebronnen: een betaalbare, schone optie met zo een groot potentieel als CSP zullen we niet kunnen laten liggen.

---

<sup>16</sup> Zie de *Community guidelines on State aid for environmental protection* (OJ C 37, 3.2.2001, p. 3).



## **BIJLAGEN**

*De bijlagen zijn bedoeld als achtergrondmateriaal en zijn voor een beperkter lezerspubliek opgesteld.*



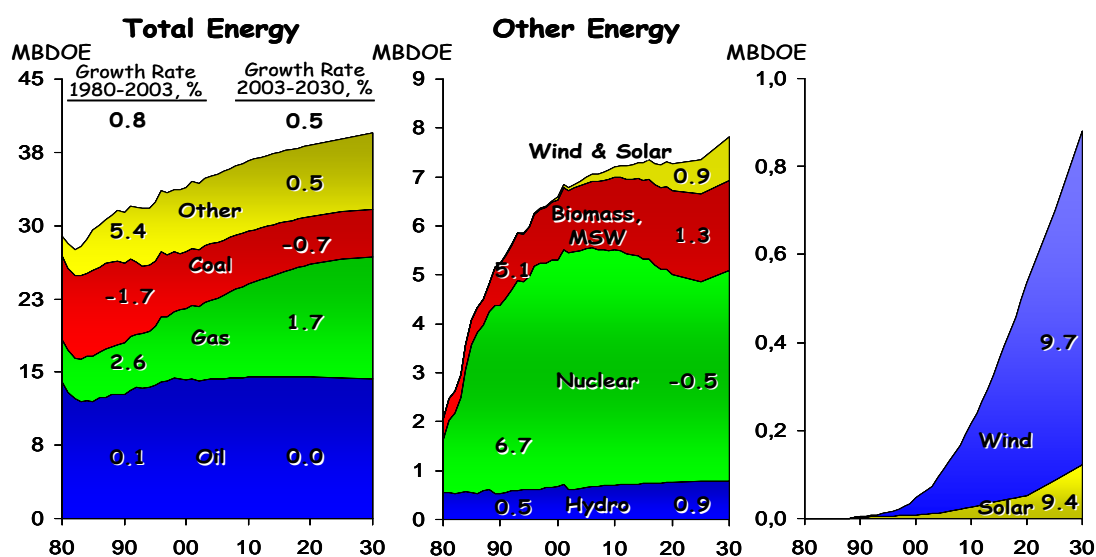


## Bijlage A Voorzieningszekerheid: Energiescenario's

Vele studies laten zien dat in de toekomst de internationale behoefte aan energie sterk zal toenemen.

### Optimistisch beeld

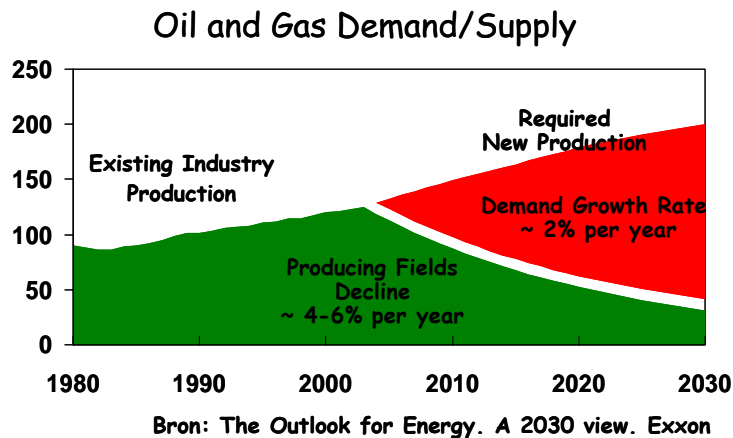
Een scenario ontwikkeld door Exxon geeft een optimistisch beeld met betrekken tot de voorzieningszekerheid van energie. De onderstaande figuur geeft bijvoorbeeld aan hoe Exxon vermoedt dat de energievraag in Europa zich ontwikkelt. De eerste curve geeft de verdeling aan over olie, gas, kolen en andere bronnen. De tweede curve is een opsplitsing van de eerste curve (zie het verschil op de verticale as-indeling). De derde curve is wederom een opsplitsing, ditmaal voor wind- en zonne-energie.



Bron: The Outlook for Energy. A 2030 view. Exxon

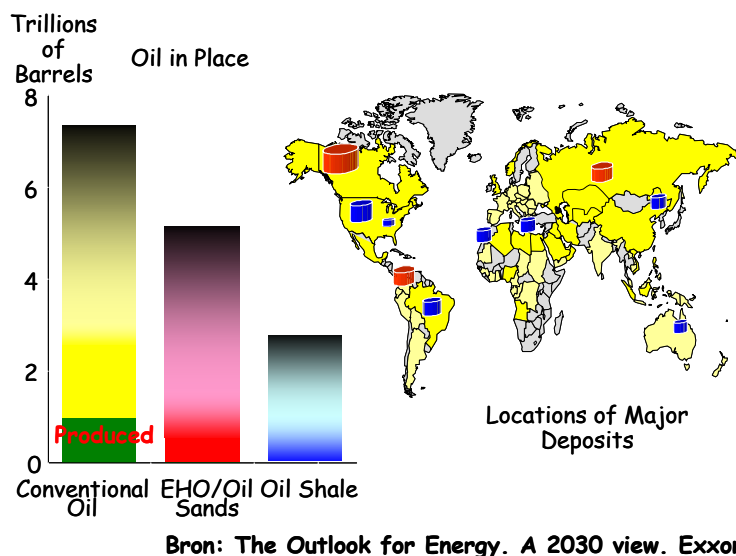
Figuur A.1: European Union Energy Demand

Wereldwijd is een absolute groei van enkele procenten per jaar voorzien. Een studie door Exxon voorziet een groei van circa 2 % per jaar voor de vraag naar olie en gas. Deze groei staat weergegeven in figuur 2. Deze figuur geeft tevens aan in welke mate de huidige producerende velden bijdragen aan de behoefte en welke nieuw te creëren productie nodig is om aan de totale behoefte te voldoen voor een periode tot 2030.



Figuur A.2: Supply/Demand balans voorspelling, Exxon.

Volgens dezelfde Exxon-studie zijn er nog enorme oliereserves, zodat we ons voorlopig nog geen zorgen hoeven te maken met betrekking tot de voorraden. De onderstaande figuur geeft aan dat slechts een deel van de olie in de grond verbruikt is. Dit staat overigens los van de Global Warming discussie.

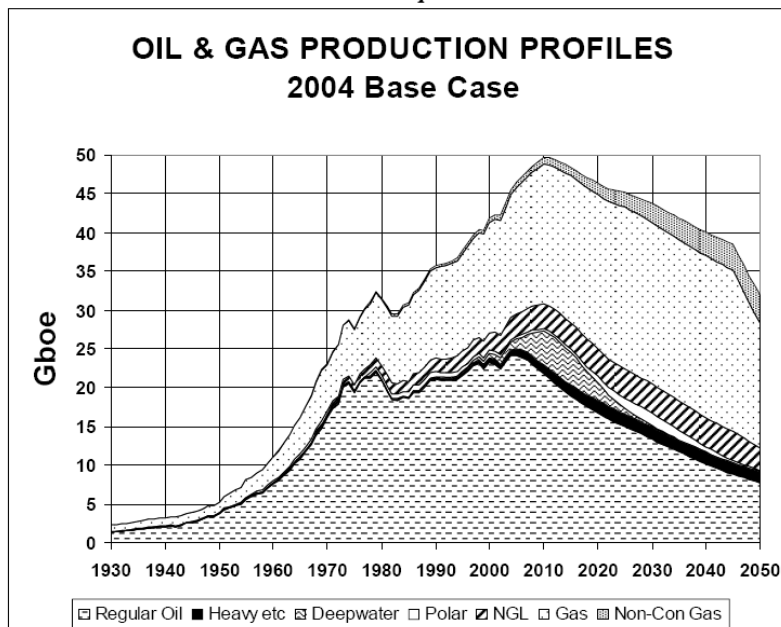


Figuur A.3: Overzicht van resterende oliereserves volgens Exxon

### Pessimistisch beeld

Ervaren geologen, die bij olie-exploratiebedrijven hebben gewerkt, weerspreken niet de omvang van de voorraden maar concluderen op basis van hun database met vrijwel alle velden dat het niet reëel is dat die voorraden ook gewonnen gaan worden. Hun model, op basis van de huidige bronnen en een voorspelling van de nieuw te ontdekken bronnen, laat een Hubbert-curve zien waarin de productie van gas en olie de vraag rond 2010 de vraag niet meer kan bijbenen.

*The General Depletion Picture*



**Figuur A.4: Peak-Oil scenario van de gelijknamige organization ([www.peakoil.org](http://www.peakoil.org))**

### Conclusie

De serieuze meningen over de te verwachten olie- en gasproductie liggen tussen de Exxon studie en de Aspö studie in. Olie zal er waarschijnlijk nog wel gedurende decennia naar Nederland getransporteerd worden. De prijs zal op die tijdschaal fors toenemen. De voorraad “Nederlands” aardgas zal tussen 2020 en 2030 grotendeels opgebruikt zijn. Import van gas zal noodzakelijk zijn.

Het vervelende van de twee scenario's is dat de voorspellingen ver uit elkaar liggen. Het beste antwoord dat we kunnen geven op de vraag hoe de energievoorziening op basis van olie en gas er voor de komende decennia voorstaat is: dit is niet eenduidig bekend, de meningen lopen zeer uiteen. Met andere woorden, we weten het niet.

We kunnen dus spreken van grote onzekerheden:

- Op middellange termijn ligt het in de lijn der verwachting dat de vraag naar olie zal toenemen.
- Op middellange termijn, in de schattingen sterk variërend van ca. enkele decennia tot meer dan een eeuw, kan er weliswaar nog een zekere hoeveelheid olie worden opgepompt, nl. van de velden die nu in beeld zijn, maar de productiecapaciteit wordt langzaam onzekerder.
- Grote onzekerheid of de olieproductie de vraag kan bijhouden; op korte tot middellange termijn ontstaat een groeiend verschil tussen de ontwikkeling van de energievraag enerzijds en de mogelijkheid tot het opvoeren van de olieproductie anderzijds.



## Bijlage B: Toelichting CSP techniek

Concentrated Solar Power staat voor energiewinning uit direct zonlicht dat wordt gebundeld met een groot aantal spiegels. Zo concentreren CSP-technieken het zonlicht naar één bepaald punt of bepaalde lijn, en kan de zonne-energie van een groter oppervlak worden verzameld. Belangrijkste voordeel daarbij is dat door de concentratie de temperatuur van het medium verder op kan lopen, waarmee het te behalen maximaal elektrisch rendement, het zgn. Carnot-rendement, toeneemt. Er zijn meerdere technieken en variaties op het basisidee. De Parabolic Trough ofwel ‘parabolische trog’ en de Solar Power Tower ofwel ‘zonnetoren’ zijn het meest uitgekristalliseerd.

### Parabolic Trough

Bij de Parabolic trough (PT) staan in de richting Noord-Zuid een aantal rijen van trogvormige zonnecollectoren opgesteld, elk met een doorsnede van zo'n 5 meter en bijvoorbeeld 100 meter lengte. In het brandpunt van de trog loopt een buis waardoor een transportvloeistof loopt. De parabolische trog weerkaatst het zonlicht en richt dat licht op de buis met de transportvloeistof, waardoor de vloeistof opwarmt. Deze warmte wordt rondgepompt en via bijvoorbeeld een conventionele stoomturbine omgezet in elektriciteit. Aan het circuit kan een systeem voor warmteopslag gekoppeld worden, zodat de geproduceerde warmte-energie enkele uren kan worden opgeslagen om zo de dagelijkse vraagcurve van elektriciteit te kunnen volgen.

De Parabolic trough is de meest volwassen technologie. De techniek is betrouwbaar gebleken met de negen SEGS centrales in Zuid-Californië (zie kader), die de afgelopen 15 jaar betrouwbaar hebben geproduceerd en momenteel nog steeds op commerciële basis geëxploiteerd worden.



**Figuur B.1: Foto van de Parabolic Trough zonnecollectorvelden in Californië**  
foto's: F. H. Morse, US Solar Energy Industries Association (2004) International Conference on Renewable Energies, Bonn

### Solar Tower

De techniek van de Solar Tower (ST) bestaat uit een hoge toren temidden van een cirkelvormig veld aan schuin gerichte reuzenspiegels, heliostaten genaamd. Het zonlicht wordt vanuit twee dimensies tot één centraal punt geconcentreerd. Daardoor kan een hogere temperatuur worden bereikt dan bij de parabolic trough (zo'n 600 graden Celsius voor de zonnetoren ten opzicht van maximaal zo'n 400 graden bij de parabolic trough) en is het netto rendement uit zonne-energie hoger. De techniek is minder oud en minder volwassen dan de parabolic trough. Er worden dan ook grotere verbeteringen van deze

techniek verwacht qua efficiëntie en rendement. Deze techniek is tevens te combineren met warmteopslag.

Recentere systemen dan de Solar Tower en Parabolic Trough zijn onder meer de Parabolic Dish en Fresnel Mirror systemen. Deze zijn nog in een experimentele fase van ontwikkeling.



**Figuur B.2: Proefopstellingen Plataforma Solar de Almería, CIEMAT in Spanje**

Bron: Dr. Manuel Romero, CIEMAT, Plataforma Solar de Almería.  
[http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/stpp\\_solair\\_en.pdf](http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/stpp_solair_en.pdf)

Terwijl de diverse technologieën zich bewezen hebben, wordt de verwachting breed gedragen dat opschaling van CSP zal leiden tot aanmerkelijke kostenreductie. Technische verbetermogelijkheden worden verwacht op het gebied van onder meer: directe stoomgeneratie in parabolische troggen, geïntegreerde systemen van zonnecollectoren met gasturbines in gecombineerde cycli, gebruik van lineaire Fresnel-reflectoren of het gebruik van gesmolten zout als transportmedium<sup>17, 18</sup>.

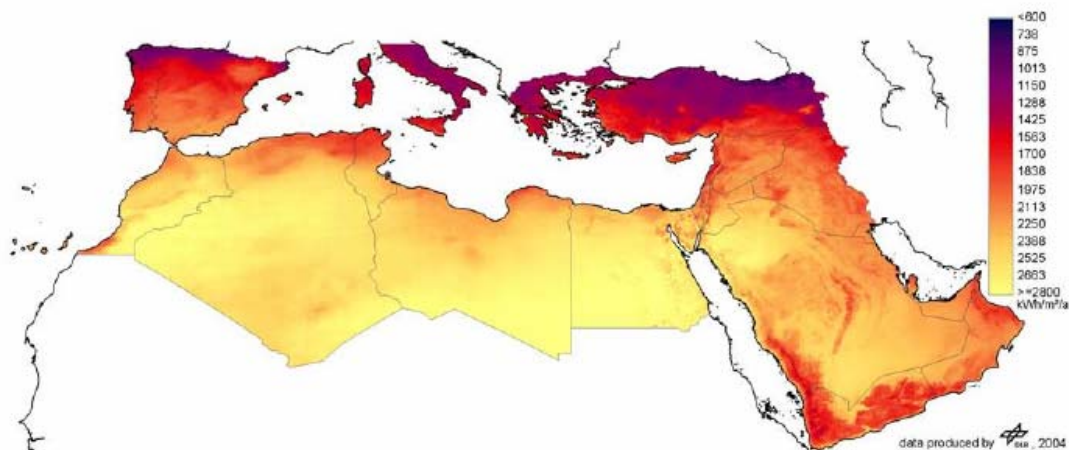
### **CSP: daar waar de zon (veel) schijnt**

Vanwege de kapitaalsintensiteit is het belangrijk een zo hoog mogelijke opbrengst per hectare te realiseren. Dat vraagt om een betrouwbare, hoge daginstraling. Die is te vinden rond de Middellandse Zee (zie figuur B.3)

---

<sup>17</sup> Schild, P. (2004) European Research on Concentrated Solar Thermal Energy. European Commission, Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems EUR 20898.

<sup>18</sup> Philibert, C. (2004) International Technology Collaboration and climate change mitigation case study 1: Concentrating Solar Power Technologies. International Energy Agency COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2004)8.



**Figuur B.3: “Annual Direct Solar Irradiance in the southern EU-MENA Region. The primary energy received by each square meter of land equals 1 – 2 barrels of oil per year.”**

Bron: Trieb, F. (2005) Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, Executive Summary. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) Institute of Technical Thermodynamics, Systems Analysis and Technology Assessment. Report for the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety of Germany, April 2005. Germany.

### **Parabolic Trough: bewezen techniek**

In de Mojave woestijn in Californië is tussen 1984 en 1991 de grootste zonne-energie-elektriciteitscentrale gebouwd, met een totale capaciteit van 354 MWe. De installatie bestaat uit Parabolic Trough velden, verdeeld over 9 modulaire systemen, SEGS genaamd. De eerste SEGS had een kleine netto capaciteit van 13,8 MW. De tweede t/m zevende SEGS waren 30 MW centrales en de laatste twee SEGS hadden ieder een capaciteit van 80 MW.

De centrales kunnen in ‘hybride’ modus opereren, dat wil zeggen met gebruik van aardgas als back-up brandstof. De centrales zijn indertijd gebouwd als antwoord op de energiecrisis van 1973. De focus was destijds op zekerheid van energievoorziening, niet op de milieuaspecten.

De 1,2 miljard dollar die bij elkaar was gebracht voor deze centrales was afkomstig van private risicokapitaalinvesteerders en institutionele investeerders. De onderneming werd gesteund door belastingprijkels (incentives) op federaal en staatsniveau (van 35 % in 1984 tot 1986 tot 10% in 1989) en door de mogelijkheid gunstige langetermijnleveringscontracten af te sluiten.

De activiteiten werden samengebracht in het speciaal daarvoor opgerichte bedrijf Luz International Ltd. Dit bedrijf is failliet gegaan in 1991, nadat de (fossiele) brandstofprijzen gedaald waren, in dezelfde tijd belastingvoordelen werden ingetrokken en de leveringscontracten werden aangepast.

Na een doorstart zijn de negen SEGS centrales opgesplitst en ondergebracht bij drie verschillende bedrijven. Ontdaan van de last van de oorspronkelijke investering zijn alle negen sindsdien in commercieel bedrijf en winstgevend. Het trackrecord van de negen SEGS laat een gestage verhoging zien van efficiency en output, en daarmee een gestage vermindering van de kilowattuurprijs.

(bron: C. Philibert, International Energy Agency (2004) International technology collaboration and climate change mitigation case study 1: Concentrating Solar Power technologies. Report COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2004)8.)





## Bijlage C: Kostenschatting CSP

De Levelized Cost of Energy (LCE) is een gestandaardiseerde manier om de kosten van verschillende energiebronnen met elkaar te vergelijken.

De LCE-waarde is gebaseerd op een capaciteitsfactor, investeringskosten, de jaarlijkse brandstofkosten en de jaarlijkse onderhouds- en bedrijfskosten. Ervaring heeft geleerd dat het berekenen van LCE-waarden voor duurzame energiebronnen complex is en vaak onderwerp van discussie vormt. De berekende resultaten kunnen in belangrijke mate beïnvloed worden door de gebruikte methode en aannames<sup>19</sup>.

Noot: Bij gebrek aan eigen ervaringsdata zijn we volledig afhankelijk van gegevens uit beschikbare bronnen.

NREL geeft een inzage over de kostenontwikkeling van een parabolische trog CSP-centrale. Het kostenmodel van NREL is gevalideerd op basis van data van de SEGS VI centrale van KJC Operating Company. Het kostenmodel bestaat uit drie delen: een investeringsmodel, een O&M kostenmodel (onderhouds- en bedrijfskosten) en een financieringsmodel. In deze paragraaf wordt de opbouw van deze kosten toegelicht.

Het model van NREL geeft de volgende waarden voor een optimaal ontwerp van een Parabolic Trough plant van 50 MWe, met of zonder warmteopslagsysteem voor 6 uur.

**Tabel C.1: Berekening van de Levelized Cost of Energy van een 50 MWe CSP-centrale.** Bron: Price (2003)<sup>20</sup>

	50 MWe PT plant zonder warmteopslag	50 MWe PT plant met 6 uur warmteopslag
Capaciteit factor	25 %	41%
Kapitaalkosten [miljoen \$]	133	204
O&M kosten [\$ /kilowattuur]	0,028	0,020
LCE [\$ /kilowattuur]	12 dollarcent/kilowattuur	11 dollarcent/kilowattuur

Alhoewel de investeringskosten van de optie met warmteopslag hoger zijn (54%), produceert de optie met warmteopslag 62% meer energie en heeft deze iets lagere onderhouds- en bedrijfskosten per gegenereerde kilowattuur. Daardoor heeft de optie met 6 uur warmteopslag uiteindelijk een lagere LCE.

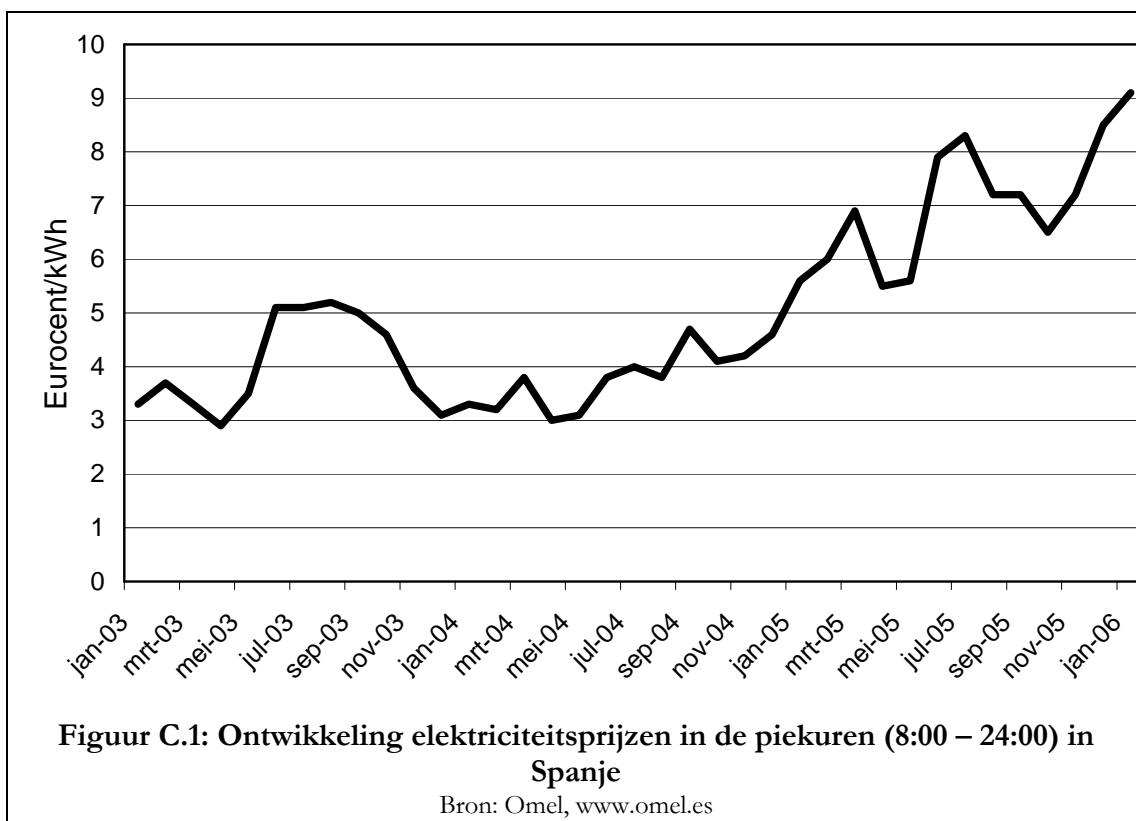
In de kostenuitsplitsing van het NREL model vallen een paar zaken op (zie Price, 2003). De kapitaalkosten komen voor meer dan de helft (ca 55%) voor rekening van het zonnecollectorenveld. Er is vanzelfsprekend geen kostencomponent voor brandstof - in tegenstelling tot de LCE-waarden van conventionele energiebronnen. Daardoor zijn er vrijwel geen variabele kosten. Verder is de kostencomponent voor landoppervlak mogelijk aan de lage kant omdat het model uitgaat van een stuk woestijngrond. Uit het

<sup>19</sup> Enermodal Engineering Limited and Marbek Resource Consultants Ltd. (1999) Cost reduction study for solar thermal power plants. Report prepared for the World Bank: p. 34.

<sup>20</sup> H. Price (2003). H. Price (2003). A parabolic trough solar power plant simulation model. Paper gepresenteerd op ISES 2003: International Solar Energy Conference, March 16-18 2003, Hawaii. Het paper is gepubliceerd uit naam van het National Renewable Energy Laboratory (NREL) van het US Department of Energy (Sunlab).

model blijkt verder dat voor de optie inclusief warmteopslag anderhalf keer zoveel grondoppervlak nodig als voor de optie zonder warmteopslag.

Als we deze kosten vergelijken met de stroomprijzen in Spanje, zien we dat die recentelijk zo sterk gestegen zijn dat de CSP bijna rendabel lijkt te zijn. De vraag is natuurlijk of die prijzen zo hoog zullen blijven. Bovendien is de Levelized Cost of Energy niet het enige waar een investeerder naar kijkt. Het investeringsrisico is een belangrijk punt, en dat is juist relatief hoog voor CSP doordat het zo kapitaalintensief is en doordat het een zich nog ontwikkelende technologie betreft.



## Opbouw van het NREL kostensimulatiemodel voor een parabolic trough plant design

### Investeringskosten:

*Solar field:* Gebaseerd op het specifieke ontwerp van de trog-collectoren en hun opstelling: aantal ontvangers, spiegels, pijpen, locale controllers en de arbeid om deze aan te leggen.

*Heat Transfer Fluid (HFT) Systeem:* HFT pompen, warmte uitwisselaars, pijpen en buizen, instrumenten.

*Thermal Energy Storage:* De parabolic trough plants SEGS II t/m IX hebben geen warmte-opslag. Deze kosten in het NREL-model zijn gebaseerd op data van het warmte-opslagsysteem van zonnetoren Soral Two en Solar Tres.

*Power cycle:* Onder meer de stoomturbine en elektriciteitsgenerator, en alle apparatuur voor de condensatie en stoomcyclus.

*Balance of Plant:* Andere centrale onderdelen zoals koeltorens, waterbehandeling en wateropslag, controlsystemen etc.

*Site werken en infrastructuur:* dit omvat het aanleggen van wegen, hekken, brandveiligheidssystemen, opslagruimten en beheerdersruimten.

*Land:* per 3000 vierkante meter van trog-zonnecollectoren is ongeveer een hectare land nodig.

*Contingencies:* Overige kosten (gemiddeld 10% onvoorzien over alle kosten behalve de goedbegrepen (5%) of slechtbegrepen (20%) onderdelen).

*Indirecte kosten:* Diensten, project management kosten, engineeringkosten, en projectkosten zoals vergunningen, licenties en telecommunicatie.

### O&M kosten:

De operationele en onderhoudskosten bestaan uit: arbeidskosten, reserve-onderdelen, apparatuur, administratie, operations, staf, onderhoud aan de krachtcentrale (Power Block) en onderhoud aan het veld met zonnecollectoren (Solar Field).

### Financieringskosten:

Het NREL model hanteert een 30-jarig cash-flow model, gebaseerd op een financieringsstructuur van een onafhankelijke energieproducent. Het model is een aanpassing van een financieel model voor windenergie. Het model berekent de Levelized Cost of Energy (LCE).

(Bron: H. Price (2003). A parabolic trough solar power plant simulation model. Paper gepresenteerd op ISES 2003: International Solar Energy Conference, March 16-18 2003, Hawaii. Het paper is gepubliceerd uit naam van het National Renewable Energy Laboratory (NREL) van het US Department of Energy).



## Bijlage D: Project Andasol

### *Vermeden hoeveelheid CO<sub>2</sub>*

Voor het Andasol project wordt de hoeveelheid vermeden CO<sub>2</sub> geraamd op 172 kiloton. In onderstaande tabel zijn de resultaten opgenomen van een globale berekening naar vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot van elektriciteitsproductie in Nederland. Deze centrales (gestookt op hoogcalorisch aardgas of steenkool) zijn state-of-the-art. Ze werken gemiddeld met de gegeven rendementen.

De resultaten voor de productie van 182 miljoen kWh, zoals in de Andasol centrale, laten zien dat de geclaimde vermeden CO<sub>2</sub>-emissie optimistisch is; of de zonnecentrale vervangt inderdaad elektriciteitsopwekking uit bijvoorbeeld zware stookolie met een zeer laag rendement. Dat kan wijzen op een lokaal relatief slecht presterende, dan wel verouderd elektriciteitsproductiepark. Als de cijfers van Andasol kloppen en het lokale productiepark slecht presteert, dan zou bijna 2/3 van de geclaimde vermeden CO<sub>2</sub>-emissie ook gerealiseerd kunnen worden door te investeren in een (per kW) veel goedkopere aardgascentrale.

**Tabel D.1: Schatting van vermeden CO<sub>2</sub>; basis: elektriciteitsproductie in Nederland**

Brandstof	Verhoudings- formule	Verbrandings- waarde	Rendement Huidige Centrales	kg CO <sub>2</sub> /kWh	Vermeden CO <sub>2</sub> CSP@ 182 Mio kWh Ton
Aardgas (Hi-Cal)	CH <sub>4</sub>	MJ/kg 50	55%	0.36	65.500
Steenkool	CH(1.1)S(0.05)	29	42%	0.87	158.000
Heavy Fuel Oil	CH <sub>2</sub>	42	45%	0.60	109.000

Bovenstaande tabel illustreert de moeilijkheid van het vaststellen van werkelijk vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot. Voor het bepalen van de netto bijdrage aan Kyoto is het belangrijk vast te stellen welk type productiecapaciteit daadwerkelijk wordt vervangen als een CSP in bedrijf komt.

### **ANDASOL - Project supported by the European Commission**

From: [http://www.flagsol.com/andasol\\_project\\_RD.htm](http://www.flagsol.com/andasol_project_RD.htm) (bezoekt op 22 januari 2006)

The 50MWe AndaSol plant is located in the community of Aldeire in the Marquesado valley in the Province of Granada, Southern Spain. Thanks to the high altitude (1,100 m) and the desert climate, the Marquesado Valley offers exceptionally high annual direct insolation of 2,200 kWh/m<sup>2</sup>yr. The 549'360m<sup>2</sup> parabolic trough solar field is built-up by 1,008 EURO'Trough collectors, arranged in 168 parallel loops. It will occupy app. 200 hectares of land. It will generate live steam of 100 bar/371°C to the reheat steam turbine with **a cycle efficiency of 38%, gross**. With an annual direct normal radiation of 2,200 kWh/m<sup>2</sup> per year, the AndaSol plant will generate almost 182 million kWh per year of clean solar electricity in 100% solar operation. The plant will be built, owned and operated by the specific project company, Partner 1. Partner 1 will sell as renewable independent power producer the generated solar electricity to the utility under the standard renewable power purchase terms regulated by the Spanish Royal Decree 2818/98. Using solar beam radiation as its primary energy, the solar plant will **avoid approximately 172,000 tons of CO<sub>2</sub> annually in Southern Spain** otherwise being emitted by coal and heavy fuel oil operated power plants in the region.

The project is supported by the European Commission, DG TREN because of these reasons:

1. It is a first-of-its-kind, utility-scale demonstration of the solar thermal technology developments EUROTrough and Thermal Storage.
2. Subsequent to the development of an advanced collector structure within the EUROTrough project, this demonstration plant will be the first opportunity to proof and demonstrate the technical and economic viability of the new collector design.
3. Before the newly developed EUROTrough technologies can be utilized on a pure commercial base it is necessary to overcome the technical and economic risks of a large-scale installation.
4. The AndaSol project will be the first application of molten salt-based thermal storage technology with parabolic trough collectors. The heat exchange between the HTF fluid circulating in the solar field, the molten salt storage medium and the water/steam cycle will be optimized in this commercial scale design.
5. The procurement, installation and long time operation of new components within a working power plant scheme will enable the involved companies and research institutes to further improve components and production technologies. This will subsequently lower cost for following projects.

## Bijlage E: Stimuleringsmaatregelen Duurzame Energie

Het overheidsbeleid beïnvloedt de rentabiliteit van duurzame-energieprojecten direct. Zo betekent de afschaffing van het systeem van groencertificaten dat door Nederland geïmporteerde duurzame energie niet meer gestimuleerd wordt. De huidige MEP-regeling geldt alleen voor in Nederland geproduceerde stroom. Het internationale karakter van de elektriciteitsmarkt en van het klimaatprobleem betekenen dat oplossingen ook een sterke internationale dimensie zullen hebben. Daarom is het van belang dat de regelgeving wordt afgestemd met andere betrokken landen en de EU. Hier volgt een kort overzicht van de gangbare typen stimuleringsmaatregelen voor duurzame energie.

### *Feed-in tarieven en groene stroomcertificaten*

De vraag naar stroom groeit in Spanje en Marokko – aantrekkelijke potentiële locaties – al 10 jaar met een gemiddelde van meer dan 5% per jaar, waardoor er lokaal grote vraag is naar meer opwekkingscapaciteit.<sup>21</sup> De meest logische oplossing is dus om CSP-stroom lokaal te verkopen.

De (Nederlandse) investeerder moet dan wel de meerkosten ten opzichte van conventionele stroomproductie kunnen dekken. De mogelijkheden hangen sterk af van de locatie waar de centrale gebouwd wordt.

In Spanje kan een stroomproducent kiezen tussen een *feed-in* tarief, waarmee hij een bepaalde gegarandeerde prijs krijgt, en een vaste subsidie bovenop de gewone elektriciteitsprijs. Bovendien zijn er nog belastingvoordelen. Van deze stimuleringsmaatregelen zou gebruik gemaakt kunnen worden. Een tweede optie is om de stroom lokaal als gewone stroom te verkopen, en in Nederland de duurzaamheid ervan te verzilveren. Dit was mogelijk toen Nederland werkte met een systeem van verhandelbare groencertificaten. Dat systeem is afgeschaft, maar wellicht zijn er alternatieven mogelijk.<sup>22</sup> Wordt de centrale in Marokko gebouwd, dan zou gebruik gemaakt kunnen worden van het *Clean Development Mechanism*, dat deelnemers aan het Kyoto-protocol de mogelijkheid biedt hun uitstootvermindering van broeikasgassen in ontwikkelende landen te realiseren.

### *Aanbestedingen*

Het is nu mogelijk om grootschalige zonne-energiecentrales van een schaal van enkele honderden megawatt te bouwen. De techniek van CSP is goed ontwikkeld. Het bouwen van *pilots* op deze schaal zal er waarschijnlijk voor zorgen dat de kosten zullen dalen, waarmee deze technologie commercieel aantrekkelijk zou kunnen worden. Nu is er echter sprake van een kip-ei-probleem: zonder dergelijke investeringen worden de kosten niet verlaagd, en bij de huidige kosten is de technologie commercieel niet aantrekkelijk. Een mogelijkheid voor de overheid om deze vicieuze cirkel te doorbreken is om enkele pilotprojecten te subsidiëren. Diverse bestaande regelingen om duurzame energie en CO<sub>2</sub>-emissiereductie te stimuleren kunnen bijdragen aan de financiering van een dergelijke pilot. Deze regelingen alleen zijn echter nog niet voldoende om deze

---

<sup>21</sup> Bron: US Department of Energy, Energy Information Administration (EIA), [www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table62.xls](http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table62.xls)

<sup>22</sup> Zo zou het mogelijk zijn om de stroom op papier naar Nederland te transporteren, terwijl tegelijkertijd een identieke hoeveelheid 'grijze' Nederlandse stroom naar Spanje geëxporteerd wordt. Dan zou er netto geen stroom lopen, maar zou de in Spanje opgewekte stroom in Nederland als groene stroom verkocht kunnen worden. Een obstakel hiervoor zijn de veilingen van interconnectorcapaciteit: als daaraan meegedaan moet worden, zouden de kosten te hoog worden. Een dergelijk uitruilmecanisme is overigens mogelijk met ieder land dat hogere groenestroomprijzen kent dan Spanje.

innovatieve technologie tot ontwikkeling te brengen. Er bestaan diverse opties om het resterende financieringsgat te vullen.

Een vaker gebruikte mogelijkheid is om een aanbesteding uit te schrijven voor het bouwen en bedienen van een centrale. Doordat de kosten van een CSP vooral uit investeringskosten bestaan, zou een eenmalige subsidie vooraf het risico beperken. Voordeel voor de subsidieverstrekker is dat het een eenvoudig proces is en de projectkosten begrensd zijn. Een nadeel is dat er aanzienlijk prijsrisico is voor de investeerder, die dat alleen kan opvangen door de stroomprijzen laag in te schatten. Blijken de prijzen in de praktijk hoger te zijn, dan heeft hij meer subsidie ontvangen dan nodig was.

Dit probleem kan opgelost worden door de subsidie afhankelijk te maken van de elektriciteitsprijs, maar dan draagt de overheid het prijsrisico en staat dus het totale subsidiebedrag van te voren niet vast.

Wellicht een aantrekkelijkere optie is dan voor de overheid om de centrale *in eigen beheer* te bouwen als een onderzoekscentrale (zoals ook de kernreactor in Petten is gebouwd). Dan draagt de overheid niet alleen het risico van lage stroomprijzen in de toekomst, maar verdient zij ook de baten wanneer de stroomprijzen hoger blijken te zijn. Kort gezegd is er een reeks aan vormen waarin een dergelijk project aanbesteed kan worden. Hierin kan gekozen worden welke risico's bij de investeerder en welke bij de overheid gelegd worden.

#### *Belastingvoordelen*

Een gemakkelijke een veel voorkomende manier om duurzame energie te stimuleren is het geven van belastingvoordelen aan duurzame energie. Dan kan door het gebruik van duurzame energie minder te belasten dan het gebruik van andere energie, zoals voorheen in Nederland met de Regulerende Energiebelasting (REB) gedaan werd. Een andere mogelijkheid is om de voordelen 'upstream' te alloceren, door de productie van duurzame energie minder te belasten dan de productie van energie uit andere bronnen. Een gerelateerd instrument is om de belasting niet afhankelijk te maken van de energiebron, maar van de schadelijke effecten, bijvoorbeeld door belasting te heffen naar rato van de uitstoot van emissies.

#### *CO<sub>2</sub>-emissiebeperking*

In principe wordt het gebruik van duurzame energiebronnen gestimuleerd door de CO<sub>2</sub>-emissiehandel onder het *cap and trade* systeem waarmee de EU tracht de CO<sub>2</sub>-emissies te beperken (het huidige handelssysteem loopt van 1.1.2005 tot 31.12.2008). Het effect is echter niet groot, om vier redenen. Ten eerste zijn er goedkopere manieren om de emissies te beperken, zoals energiebesparing, het gebruik van meer aardgas in plaats van kolen en stookolie, het gebruik van warmtekrachtkoppeling en het vergroten van de energie-efficiëntie van de elektriciteitsproductie. Ten tweede leidt de gekozen *cap* (het emissieplafond) dan wel de in lidstaten zoals Nederland overeengekomen quota-verdeling in veel sectoren niet tot schaarste van emissierechten, en blijft de prijs daarvan dus beperkt. Ten derde is gebleken dat de uitvoering van projecten onder gebruikmaking van het Clean Development Mechanism relatief langzaam van de grond komt omdat dit proces zijn eigen dynamiek en obstakels kent. Ten slotte is de Kyoto-verdragsperiode te kort om langlopende investeringen op te baseren. Of het nu gaat om het ontwikkelen van ondergrondse opslag voor CO<sub>2</sub> of het bouwen van een CSP-centrale, een dergelijk project komt niet gereed voor het begin van de verdragsperiode in 2008 en zal nog vele jaren rendabel moeten draaien na het aflopen van de Kyoto verdragsperiode in 2012.



## **Bijlage F: Instituties, Beheer, Markten en Duurzame Energie<sup>23</sup>**

Algemeen wordt onderschreven dat de introductie van duurzame energie en energiebesparing belemmerd wordt door problemen met de financiering en exploitatie van deze systemen. Een reeks van factoren is hier debet aan. Deze variëren van fundamentele onzekerheden in de vraag/aanbod-balans en geopolitieke aspecten, tot zeer specifieke factoren, zoals het bereiken van schaalvoordelen, hoge transactiekosten of first-time-investeringen, en markten die milieu- en maatschappelijke voordelen niet waarderen in termen van prijzen en inkomsten voor investeerders. Deze barrières steunen de status quo voor bestaande energiesystemen, ten koste van de aantasting van het milieu en sociale stabiliteit.

Ook wordt onderschreven dat de grote uitdaging ligt in het creëren van de juiste beleidskaders en financiële instrumenten, zodat duurzame energie en besparingen hun marktpotentieel kunnen bereiken. Deze beleidskaders zullen er vooral op gericht moeten zijn om private bronnen van kapitaal aan te spreken, om markt- en overheidsfalen te corrigeren, door middel van enerzijds het ter beschikking stellen van fondsen, terwijl anderzijds de technische en institutionele capaciteit van de ontvangende kant verstevigd wordt.

Veelal wordt de oplossing gezocht in het versterken van de rol van de markt. De afwezigheid van een markt, marktfalen, hoge transactiekosten en allerlei vormen van overheidsfalen worden genoemd als obstakels voor een duurzame ontwikkeling van energiesystemen. Immers, de belangrijkste tekortkomingen liggen in een verkeerde verdeling van kosten, inkomsten, risico's, investeringen en de financiering van projecten, waardoor die niet tot ontwikkeling komen.

Desalniettemin kan gesteld worden dat het slecht functioneren van markten en het gebrek aan institutionele ontwikkeling een te beperkte invalshoek betekenen. Een completer perspectief omvat de erkenning van het feit dat er externe effecten bestaan die niet in het afwegingskader van de verschillende actoren worden meegenomen en daardoor niet bijdragen aan een efficiënt keuze proces. De meeste besluiten van actoren aangaande transacties en investeringen worden genomen op basis van directe kosten, inkomsten en veronderstelde individuele waarden, grotendeels observeerbaar als 'prijzen'. Deze manier van het 'ramen' van waarderings- en investeringsvraagstukken rond energiesystemen veronachtzaamt allerlei kwantitatieve en kwalitatieve relaties op macro-niveau. Deze relaties verbinden de productie en consumptie van energie in ontwikkelde en zich ontwikkelende landen, door middel van milieueffecten, en economische en sociale consequenties op een wereldschaal. Deze effecten hebben ook betrekking op geopolitieke tegenstellingen rond de toegang tot en exploitatie van energiebronnen en het feit dat grote delen van de wereld economische en sociale ontwikkeling en stabiliteit ontzegd worden.

---

<sup>23</sup> Deze bijlage is gebaseerd op de studie: Aad Correljé, Mohammed El Ashry, (2005) Mainstreaming Sustainable Energy: Economics, Institutions and Market Development. Voor de de Inter Academy Council (IAC) en de Koninklijke Nederlandse Academie van Wetenschappen, ten behoeve van de studie Transitions to Sustainable Energy Systems, 1 October 2005.

Als de maatschappelijke waarde van deze effecten in beschouwing zouden worden genomen in investeringsbeslissingen, in die zin dat ze bij zouden dragen aan de cash flow van projecten en de inkomsten van investeerders, zou de aantrekkelijkheid van dergelijke investeringen aanzienlijk toenemen. Echter, zolang deze kosten en baten extern blijven aan de huidige markten, zullen ze niet bij kunnen dragen aan een verduurzaming van het energiesysteem.

Naast het gebrek aan goed werkende markten zijn een aantal andere factoren van groot belang. Gebrek aan informatie en onzekerheid over economische, technische en beleidsparameters verhogen het risico van investeringen boven het acceptabele niveau. Twee typen oplossingen worden gepropageerd: Aan de ontvangende kant zijn *institution building* en *beleidsstabiliteit* van groot belang in de reductie van het investeringsrisico's. Aan de verstreckende zijde is de afstemming van de financieringsinstrumenten op doelen, omstandigheden, locaties en actoren van groot belang, zodanig dat specifieke projecten acceptabel worden voor investeerders.

Een cruciaal element voor investeringen is dat de 'governance'-structuur aansluit bij het karakter van de transacties en investeringen en de context waarin deze plaatsvinden. Hoofdbestanddelen van deze context zijn: A) de positieve en negatieve externaliteiten en de manier waarop die in het transactiekader opgenomen zijn; B) de mate waarin de partijen bij een transactie verbonden zijn aan elkaar en de 'asset en site specificity'; C) de manier waarop onzekerheid, complexiteiten en informatiesymmetrie een rol spelen in de transactie. Het uitgangspunt is dat door selectie van de juiste vorm van governance, dan wel een spot-markt, een specifiek contract, een joint venture, een verticaal geïntegreerd systeem of een systeem van regulering, de partijen tot elkaar kunnen komen en in staat zullen zijn de risico's te dragen en bereid zullen zijn tot investeringen.

De blootstelling aan risico's is echter geen statisch feit. Afhankelijk van de 'governance structure' voor een project worden de verschillende risico's en verantwoordelijkheden verdeeld, door middel van eigendom, de financiële structuur, commerciële verhoudingen en andere regels. Cruciaal is welke partijen welke risico's dragen en hoe ze daarvoor beloond worden. Het is noodzakelijk de rolverdelingen te verbinden met functionele risico's en de beloning daarvoor. Sommige partijen zijn beter geschikt bepaalde risico's tegen een bepaalde beloning te dragen dan andere.

Het dragen van een risico brengt kosten met zich mee en de partijen die risico nemen willen daarvoor iets terugzien. Het toewijzen van een risico plus een beloning aan een partij echter, dient risico te minimaliseren. De allocatie van risico's beïnvloedt het gedrag van actoren in de manier waarop ze met die risico's omgaan. Sommige partijen zijn in staat beter te voorspellen wat er zal gebeuren, of kunnen hun gevoeligheid voor risico's aanpassen. Sommige risico's kunnen nooit voorspeld worden en dienen gedragen te worden door de partijen die door omvang of karakter dergelijke risico's het best aankunnen.

Met betrekking tot de vraagkant van de financiering zijn de volgende condities van belang:

- De financiële structuur van een project varieert naar gelang het karakter van het project. Er zijn geen standaardoplossingen. Dat betekent dat de transactiekosten (feasibility analyse, due diligence, legal en engineering fees, consultants, etc) bijzonder hoog zijn, terwijl er geen schaal- en scopevoordelen zijn op dit gebied.

- Veel projecten zijn kapitaalintensief en daarmee gevoelig voor (externe) kapitaalkosten, financing en interest rates, terwijl ze een langdurige blootstelling kennen.
- De technologie, de systemen en de bedrijfscondities zijn relatief nieuw en de financiering vereist dus nieuwe benaderingen, risicomangement en nieuwe vormen van kapitaalverschaffing. De financiers zullen door een nieuwe leercurve moeten waarin zij ervaring opdoen met de echte risico's en mogelijkheden en informatie opdoen voor een inschatting van de actuariële omstandigheden, met betrekking tot faalfactoren en bedrijfskosten.
- Financiers beschouwen nieuwe operators als een hoog risico. Na verloop van tijd zullen deze partijen er in slagen om hun onzekerheden beter af te dekken door middel van ervaring.