

ELEKTRICITEIT UIT GECONCENTREERDE ZONNE- ENERGIE OP KORTE TERMIJN

Dr. E.C. Molenbroek
Drs. E. de Visser

Oktober 2006
PDCSNL062218
Copyright Ecofys 2006

in opdracht van:
SenterNovem

Voorwoord

Met dank aan bijdragen van Christoph Richter (DLR), Reiner Kistner (Vltwerk), Paul Nave (Flagsol), Anton Schaap en Henk Barten (Ecofys).

Summary

SenterNovem has asked Ecofys to examine the short term feasibility of concentrating solar power (CSP), followed by an analysis of the perspectives of the technology in twenty years.

Because of the specific demand of short term feasibility, the following technologies were chosen for the different parts of the power plant:

Collector technology:	parabolic trough
Heat transfer fluid:	synthetic oil
Thermal storage:	molten salt
Power block:	steam turbine

Of all collector technologies, experience with parabolic trough technology is by far the most extensive: 354 MW has been applied on a commercial basis as of 1984. Although thermal storage with molten salts has not yet been applied commercially, this way of energy storage is included in this study for two reasons: (1) as a thermal storage medium it is much more suitable than synthetic oil (it is much cheaper and has a higher heat capacity) and (2) it has been demonstrated. All planned projects in Spain use molten salts storage.

For the purpose of this study, a simple model was made that calculates the levelised electricity cost (LEC), based on the investment cost, efficiency and operation and maintenance costs. With this model, and with known costs for the planned CSP plants in Spain, an estimate has been made for the LEC of a plant in North Africa. The model was also used to examine the potential for cost reduction for next 20 years.

Short term LEC for CSP in Southern Spain and North Africa

For the near term power plant, the Andasol I CSP plant that is being built in Spain is modelled. This plant will cost 260 million Euro for the plant itself, including engineering and installation. With land cost, project development cost and financing cost, the total amounts to 300 million Euro. Table 1-1 gives the values of the most important parameters for this plant.

Table 1-1 Overview of parameters of the Andasol I plant in Spain

Parameter	Value
DNI ¹	2000 kWh/m ²
Yearly efficiency ²	14.2%
Turbine efficiency	37.5%
Collector area	690.000 m ²
Thermal heat capacity	1010 MWh _{th}
Utilisation factor thermal storage	80%
Solar collector cost	€205/m ²
Power block	€780/kW _e
Thermal storage	€28/kWh _{th}
Land cost	€2/m ²
Surcharge for engineering and installation	20% van investeringskosten
Operation and maintenance cost	€5.100.000/jaar
Gas price	€0.15/m ³
Depreciation time	25 jaar
Interest rate	8%
Insurance rate	1%

With the parameters above, a LEC of 0.175 €/kWh is determined. Table 1-2 gives the LEC with various hours of storage, in the ‘solar only’ mode and in the hybrid mode (gas firing of the steam turbine to reach the number of required full load hours).

Table 1-2 Annualized electricity costs for CSP in South Spain

Type of plant	Unit	Hours of storage			
		0	3	7	10
Solar only	€/kWh	0.179	0.176	0.175	0.174
Hybrid ¹	€/kWh	0.101	0.121	0.129	0.174

¹ 14 full load hours including gas firing.

With the costs of 0.175 €/kWh for Southern Spain as starting point, it was examined what the cost would be if such a plant would be realised in North Africa. In changing the location of the plant from southern Spain to North Africa, the main differences can be summarised as follows:

- The DNI can be significantly higher
- Cooling water for the turbine will not be present in many locations
- Larger distances to high voltage transmission lines and gas pipe lines

¹ DNI: Direct Normal Irradiation, the total direct irradiation on a double axis tracked surface

² The definition of yearly efficiency is the ratio of DNI IN to electricity OUT.

- Lower labour cost for installation
- Higher risk because of uncertainties in the quality of the labour, cultural differences, the political situation and regulatory issues.

The DNI in North Africa can as high as 2700 – 2800 kWh/m². In the table below, the LEC is given for a power plant in North Africa, under various DNI conditions and depending on the availability of cooling water. The cost effects of lower labour costs and higher risk are hard to quantify within this project. It is therefore assumed that they cancel out.

Table 1-3 Annualized electricity costs for CSP in North Africa

Type of plant	Unit	DNI			
		2000	2250	2500	2750
With cooling water	€/kWh	0.175	0.158	0.144	0.133
Without cooling water	€/kWh	0.194	0.175	0.160	0.147

For the LEC determination of a ‘reference’ plant in North Africa, the best location found in literature with cooling water available was taken. This is Kuraymat, 90 km south of Cairo, Egypt, with a DNI of 2400 kWh/m² and an extensive network of electricity and gas pipe lines. Under these conditions, we estimate the LEC to be 0.15 €/kWh.

kWh-cost in 20 years

If a new market for CSP (re)appears, the LEC will gradually drop. Three factors are responsible for this cost reduction: (1) technological improvements will take place, (2) larger plants will be built and (3) larger market volumes for components will be realised.

This process of cost reduction with cumulative market growth can be expressed in terms of a Progress Ratio (PR). Experience in the USA has shown that the PR for CSP is 0.88. In other words: a cumulative market growth of a factor of two results in 12% reduction in LEC.

When this is extrapolated towards the future, this would imply that with 25% growth per year, 31 GW_e would be realised by 2026. The LEC would then be 0.075 €/kWh in southern Spain and 0.066 €/kWh in North Africa.

Perspectives for technological improvements are certainly there. For the parabolic trough plants following improvements are achievable:

- Lighter and therefore cheaper support constructions of the troughs (with the maintenance of the rigidity that is necessary for good focus)
- Direct steam generation: replacement of the expensive synthetic oil by molten salt or steam. This would enable a working temperature of up to

500 °C, which will improve turbine efficiency. In addition, costs for heat exchangers are saved.

- Replacement of the trough by the Fresnel mirror concept. Although this is likely to give a small efficiency drop, it is expected to result in much simpler design and therefore lower costs.
- With higher working temperatures, less thermal storage is needed, which will also reduce costs.
- Thermal storage cost reduction can also be achieved by applying thermocline systems (one storage vessel instead of two)

The ultimate yearly efficiency that will be achievable for the parabolic trough concept is probably on the order of 17 – 18%. With the tower or dish concept light is concentrated in a much smaller volume, which results in lower losses at the absorber, higher working temperatures and consequently higher turbine efficiencies. Yearly efficiencies might go up to 25% for the tower concept and 23% for the dish concept. With a yearly efficiency of 25%, a LEC of € 0.065 /kWh could be achieved for our location in North Africa.

Conclusions

CSP technology is ready for the market. Commercial plants are being built in Spain right now. Of the three technologies that concentrate the light, the parabolic trough, the tower with heliostats and the dish, the parabolic trough is the most mature. A LEC of 0.175€/kWh, based on solar only operation, is currently feasible in southern Spain. In North Africa, in area's with better insolation conditions and presence of cooling water, a LEC of 0.15 €/kWh is estimated.

In twenty years LEC's of 0.06 – 0.08 €/kWh could be achieved, albeit with appropriate incentives to stimulate the market. The Ecostar Roadmap on CSP deems LEC's of 0.05 – 0.07 €/kWh possible.

These LEC levels are higher than the LEC's expected for offshore wind energy in twenty years: 0.04 – 0.06 €/kWh. In comparing these LEC's for CSP and wind following should be noted:

- Offshore wind is in a further development stage (47 GW installed compared to 0.4 GW for CSP). This makes a cost comparison less reliable.
- LECs do not reflect the ability of the technologies to deliver peak electricity. A CSP plant with sufficient thermal storage supplemented by gas firing if necessary, can deliver peak electricity any time. This will ensure that economic feasibility is reached at a higher LEC.
- CSP plants can only be realised in location with sufficient DNI (> 2000 kWh/m²/year), which will always be south of 40° latitude. Therefore, the distance to the Netherlands will be quite large.

The general conclusion is that CSP is a form of renewable energy that has proven itself and is promising for the future. CSP technology shows potential for cost reduction, which will be sufficient to compete with other types of renewable energy or with fossil energy if environmental costs are taken into account.

Samenvatting

In opdracht van SenterNovem is de haalbaarheid op korte termijn van centrales gebaseerd geconcentreerde zonne-energie, hierna genoemd CSP-centrales (Concentrating Solar Power), onderzocht, gevolgd door een analyse van de perspectieven van CSP op een termijn van twintig jaar.

Vanwege de nadrukkelijke eis van korte termijn toepasbaarheid is gekozen voor de volgende technologiekeuzes voor de verschillende onderdelen van een 'referentie' centrale:

Collectortechnologie:	parabolische trog
Warmtetransportmedium:	synthetische olie
Thermische opslag:	gesmolten zout
Elektriciteitsopwekking:	stoomturbine

Met de parabolische trogtechnologie is van alle collectortechnologieën verreweg de meeste ervaring opgedaan: vanaf 1984 tot nu is het al op aanzienlijke schaal (354 MW totaal) op commerciële wijze toegepast. Thermische opslag met gesmolten zouten is echter nog niet eerder op commerciële schaal toegepast. Toch is gekozen voor gesmolten zouten, omdat (1) het als opslagmedium veel geschikter is dan de synthetische olie (goedkoper en hogere warmtecapaciteit) en (2) het wel al gedemonstreerd is. Deze keuze wordt ondersteund door het feit dat alle CSP-projecten in voorbereiding in Spanje uitgaan van deze keuze.

Voor deze studie is een eenvoudig model opgesteld, waarmee, uitgaande van investeringskosten, rendement en onderhoudskosten de kWh-kosten bepaald kunnen worden. Dit model geeft inzicht in de invloed van verschillende parameters op de kWh-kosten. Met behulp van dit model is, uitgaande van redelijk goed bekende kWh-kosten voor CSP-centrales voor de korte termijn in Spanje, een inschatting gemaakt van de kWh-kosten voor een centrale in Noord-Afrika. Ook is met behulp van dit model gekeken naar de mogelijkheid van kostenreductie op een termijn van twintig jaar.

kWh-kosten CSP op korte termijn in Zuid-Spanje

Voor het bepalen van de kWh-kosten op korte termijn is gebruikt gemaakt van de Ecostar Roadmap in combinatie met gegevens van het Andasol I project, een parabolisch trogproject in aanbouw in de provincie Granada van Spanje. Dit 50

MW-project, met 7 uur thermische opslag, gaat 260 miljoen Euro kosten voor de centrale zelf, inclusief engineering en montagekosten. Met toevoeging van landkosten, projectontwikkelingskosten, financiering tijdens de bouw en de transmissielijn zullen de kosten 300 miljoen Euro bedragen.

Voor het bepalen van de kWh-kosten van een 50 MW-trogstelsel met 7 uur opslag in Zuid-Spanje is uitgegaan van de volgende parameters:

Tabel 1-1 Overview of parameters of the Andasol I plant in Spain

Parameter	Grootheid
DNI ³	2000 kWh/m ²
Jaarrendement ⁴	14.2%
Turbinerendement	37.5%
Collectoroppervlak	690.000 m ²
Thermische opslagcapaciteit	1010 MWh _{th}
Benuttingsgraad thermische opslag	80%
Zonnecollectorkosten	€205/m ²
Stoomturbine (incl. alles ⁵)	€780/kW _e
Thermische opslag	€28/kWh _{th}
Landkosten	€2/m ²
Opslag engineering en montage	20% van investeringskosten
Operationele – en onderhoudskosten	€5.100.000/jaar
Gasprijs	€0.15/m ³
Afschrijftijd	25 jaar
Rentevoet	8%
Verzekeringspremie	1%

Met bovenstaande parameters komen de productiekosten van CSP-elektriciteit uit op 0.175 €/kWh. Met behulp van thermische opslag kan de beschikbaarheid van de CSP-centrale verhoogd worden om in de avondpiek elektriciteit te leveren. Daarnaast kan de leveringszekerheid van een zonthermische centrale gewaarborgd worden door bij bewolkt weer de stoomturbine op gas te stoken. In onderstaande tabel is weergegeven wat de kWh-kosten van een project van deze omvang zullen zijn, afhankelijk van het aantal uren thermische opslag. Dezelfde kWh-kosten zijn ook weergegeven als er bijgestookt wordt met aardgas om tot 14 vollasturen per dag te komen.

³ DNI: Direct Normal Irradiation, de totale directe instraling op een vlak dat met twee assen 'getracket' wordt

⁴ De definitie van jaarrendement is hier zonnestraling IN, in verhouding tot, elektriciteit UIT.

⁵ 'stoomturbine' staat voor alle onderdelen die nodig zijn om vanuit stoom elektriciteit te maken.

Tabel 1-2 Geannualiseerde kWh-kosten CSP Zuid-Spanje

Type centrale	Eenheid	Aantal uren opslag ⁶			
		0	3	7	10
Alleen zon	€/kWh	0.179	0.176	0.175	0.174
Hybride ¹	€/kWh	0.101	0.121	0.129	0.174
Waarvan aardgas deel	%	61	44	21	0

¹ 14 vollasturen inclusief gasbijdrage

De kWh-kosten zonder gasbijdrage blijken niet heel sterk te variëren met het aantal uren opslag. Met het verhogen van het aantal uren opslag is meer collectoroppervlak nodig en meer thermische opslag, wat de kosten verhoogt. Tegelijkertijd wordt de capaciteitsfactor van de stoomturbine hoger, wat de kosten verlaagt. Afhankelijk van de kosten van de opslag, het rendement en de benuttingsgraad van de opslag in verhouding tot de kosten van de turbine, vallen deze effecten min of meer tegen elkaar weg.

Bijstoken met aardgas geeft een behoorlijke verlaging van de gemiddelde kWh-kosten. Om het beeld niet te vertroebelen zullen hierna alleen 'alleen-zon'-kosten worden gepresenteerd. In een nieuw te bouwen centrale zal waarschijnlijk wel gas gestookt worden om bij bewolkt weer te kunnen leveren. Deze inzet zal ook samenhangen met eventuele randvoorwaarden die gesteld zijn bij mogelijke subsidies en invoertarieven.

kWh-kosten CSP op korte termijn in Noord-Afrika

Met bovenstaande kosten als uitgangspunt is gekeken wat de kosten zouden zijn als centrales van dit type in Noord-Afrika gerealiseerd zouden worden. De grootste verschillen tussen Zuid-Spanje en Noord-Afrika kunnen als volgt worden samengevat:

- De DNI kan aanzienlijk hoger zijn
- Koelwater voor de stoomturbine is op veel locaties niet aanwezig
- Grotere afstand tot het hoogspanningsnet en gastransportleidingen
- Lagere arbeidskosten voor montage
- Hoger risico vanwege onzekerheden in de kwaliteit van de arbeid, culturele verschillen, de politieke situatie, regelgeving en het inschatten van de situatie in het algemeen.

⁶ Met 1 uur opslag kan de turbine 1 uur lang op vol vermogen elektriciteit produceren met warmte uit de opslag.

In Noord-Afrika is veel lege ruimte beschikbaar op locaties waar de DNI hoog is, oplopend tot 2700-2800 kWh/m². Uiteraard is niet al dit lege oppervlak vanzelfsprekend geschikt voor CSP. Bergketens en zandwoestijnen vallen af. Wat dit laatste betreft: slechts 25% van de Sahara bestaat uit zand, de rest is rotswoestijn. Hier zijn geen wandelende zandduinen, maar er komen wel hevige stortbuien voor die tot overstromingen kunnen leiden. Dit is echter niet iets dat tot noemenswaardige kosten verhoging zal leiden, aangezien hier in Zuid-Spanje ook rekening mee gehouden dient te worden. Bij het Andasol-1 project, dat momenteel in aanbouw is, worden ter voorkoming drainagekanalen gegraven. Hoewel het gevaar in het zand begraven te worden vermeden kan worden, zal er op veel hoge DNI-locaties toch veel stof en zand in de lucht zitten, die de spiegels zullen bevuilden. Dit is echter naar verwachting niet veel anders dan bijvoorbeeld de Mojave woestijn in Californië, waar het grootste deel van het huidige CSP-vermogen staat opgesteld. Om de spiegels schoon te houden zijn in de VS schoonmaakprocedures ontwikkeld. Tweemaal per week rijdt er een vrachtwagen met 5 km/uur langs de spiegels, waarbij de spiegels gewassen worden met water en borstels of met hoge druk water.

Op veel hoge DNI-locaties in Noord-Afrika zal de beschikbaarheid van koelwater voor de stoomturbine een probleem zijn. Luchtkoeling is wel mogelijk, maar verhoogt de investering (turbine naar schatting 30% duurder), verlaagt het rendement van de turbine (van ca. 37.5% tot 35%) en verhoogt het eigen gebruik van de centrale. De lagere arbeidskosten en hogere risico's zijn binnen de opdracht lastig te kwantificeren. Voor de huidige inschatting nemen we aan dat het saldo van deze twee factoren nul is.

Rekening houdend met al deze factoren ziet het kostenplaatje voor de 'alleen-zon' optie, afhankelijk van de DNI en de aanwezigheid van koelwater er uit zoals in onderstaande tabel staat weergegeven. Er is nog geen rekening gehouden met grotere afstanden voor elektriciteitskabels (gasleidingkosten in 'alleen zon'-optie niet relevant). In het geval er geen koelwater aanwezig is wordt ervan uitgegaan dat luchtkoeling wordt toegepast.

Tabel 1-3 Geannualiseerde kWh-kosten CSP Noord-Afrika

Type centrale	Eenheid	DNI			
		2000	2250	2500	2750
Waterkoeling	€/kWh	0.175	0.158	0.144	0.133
Luchtkoeling	€/kWh	0.194	0.175	0.160	0.147

De kosten van 0.133 €/kWh zijn representatief voor de condities in veel gebieden in de Verenigde Staten zoals de Mojave woestijn, ideaal voor CSP. Sargent&Lundy

komen in hun studie uit op kosten van 0.105 \$/kWh (ca. 0.08 €/kWh) voor ‘near term’ trogtechnologie. Voor deze lagere kosten zijn twee redenen te noemen: (1) in Europa moet nog een leertraject voor CSP worden doorlopen, wat aanvankelijk tot hogere projectkosten leidt en (2) een deel van het verschil wordt waarschijnlijk veroorzaakt door aannamen voor financiering (meenemen belastingkorting en dergelijke).

De DNI-condities in Noord-Afrika kunnen plaatselijk vrij sterk variëren. Aan de kust, waar in ieder geval koelwater is (en de mogelijkheid voor combinatie van CSP met ontzilting voor het maken van drinkwater), is de DNI in veel gevallen niet extreem hoog (2000 – 2250). Voor iets betere DNI-locaties (2250 – 2500 kWh/m²) zonder koelwater zijn de kosten nauwelijks lager dan in Zuid-Spanje. Locaties met hoge DNI (2500 – 2750 kWh/m²) en met koelwater geven flink lagere kosten. Het potentieel aan dit soort locaties is niet goed bekend. Wel zijn er door de DLR al uitgebreide potentieel studies verricht waar is gekeken naar de beschikbaarheid van land in Noord-Afrika. Hieruit blijkt dat het voor CSP beschikbare en geschikte landoppervlak enorm is: in Marokko, Algerije, Tunesië en Egypte is het potentieel goed voor ca. 75.000 GW aan centrales van het Andasol-I type.

Voor bepaling van de kosten van een centrale in Noord-Afrika zijn we uitgegaan van de beste concrete locatie met aanwezigheid van koelwater die we in de literatuur hebben kunnen vinden. Dit is de locatie Kuraymat, 90 km ten zuiden van Cairo, Egypte, met een DNI van 2400 kWh/m², beschikbaarheid van koelwater en een uitgebreid gas- en elektriciteitsnetwerk. Onder deze condities schatten we de kWh-kosten met de huidige technologie op 0.15€/kWh.

kWh-kosten op een termijn van 20 jaar

Als er grootschalig in CSP-centrales geïnvesteerd gaat worden zullen de kosten van de geproduceerde elektriciteit geleidelijk afnemen. Drie factoren spelen hierbij een rol: (1) er zullen technologische verbeteringen plaats vinden, (2) er zullen grotere centrales gebouwd worden (schaaleffecten) en (3) er zullen grotere markt volumes voor componenten gerealiseerd worden.

Dit proces van kostenverlaging wordt in gang gezet als gevolg van cumulatieve marktgroei en kan uitgedrukt worden in termen van een ‘Progress Ratio’ (afgekort PR). Op basis van de operationele ervaring met CSP-technologie in de VS is gebleken dat de PR 0.88 is voor de opgewekte elektriciteit. Met andere woorden: een cumulatieve marktgroei van een factor 2 resulteert in 12% reductie van de kWh-kosten.

Als we dit doortrekken naar de toekomst, zou dit betekenen dat, bij een wereldwijde CSP-capaciteit van 31 GW_e in 2026 (25% groei/jaar), de kosten dalen tot 0.075€/kWh in Zuid-Spanje (uitgaande van 0.175€/kWh nu) en 0.066 €/kWh in Noord-Afrika (uitgaande van 0.15 €/kWh nu). Een marktgroei van 25% per jaar wordt zeker mogelijk geacht, mits er voldoende aan marktstimulering gedaan wordt. Dit blijkt uit de situatie in Spanje, waar de CSP-initiatieven als paddestoelen

uit de grond schieten met de invoering van een aantrekkelijk teruglevertarief. De vraag is echter of bij voortschrijdende marktgroei de Progress Ratio langdurig op dit niveau zal blijven. Zolang er nog voldoende perspectief voor technologische ontwikkeling is zal dit wel zo zijn. Om een vergelijking te maken: de Progress Ratio voor PV-technologie is al ruim 20 jaar lang ongeveer 0.80, bij een gerealiseerd vermogen van 3.7 GW. Deze lage PR is een indicatie dat er nog veel technologische vooruitgang geboekt wordt. Voor CSP is gebleken dat de technologische vooruitgang minder hard gaat (uitgaande van de PR), maar er is ook voor deze technologie nog veel perspectief voor technologische verbetering. Dit geldt voor alle soorten CSP-technologie: voor zowel de parabolische trog, het torenconcept als het schotelconcept.

In deze studie is de meeste aandacht uitgegaan naar de parabolische trog. De volgende technologieverbeteringen zijn voor dit concept nog mogelijk:

- Lichtere en dus goedkopere ondersteuningsconstructie van de trog (met behoud van stevigheid die nodig is voor een goede focus van de instraling)
- Directe stoomverhitting: vervanging van de (relatief dure) synthetische olie door gesmolten zout of stoom. Hiermee kan de werkingstemperatuur van de trog omhoog tot uiteindelijk ca. 500°C, waardoor een hoger turbinerendement bereikt kan worden. Ook worden dan kapitaalkosten (warmtewisselaars) uitgespaard.
- Vervanging van de trog door het Fresnel-spiegelconcept. Hoewel dit naar verwachting een lichte rendementsdaling zal geven, is het ontwerp simpeler, waardoor het veel goedkoper uitgevoerd worden.
- Als hogere temperaturen mogelijk worden zal ook de thermische opslag goedkoper worden (minder volume nodig).
- De thermische opslag kan omhoog in rendement en omlaag in kosten door het toepassen van ‘thermocline’ systemen (één opslagvat met gestratificeerde vloeistof in plaats van twee vaten voor ‘warm’ en ‘koud’).

Kostenreductie is op alle fronten nodig, maar in het bijzonder de zonnecollector zal fors goedkoper moeten worden (50%), omdat deze zo’n groot deel van de investeringskosten uitmaakt. Voor de parabolische trog, op de eerder genoemde locatie in Noord-Afrika, mits kosten van €100/m² voor het collectordeel bereikt kunnen worden, en ook voor de andere onderdelen kostenreducties bereikt kunnen worden door technologieverbetering, schaalvergroting en volumeproductie, zijn kWh-kosten van 0.078€/kWh mogelijk.

Het parabolische trogconcept, waarbij het licht op een cilindrische buis gefocuseerd wordt, zal naar verwachting een jaarrendement van maximaal 17 à 18% kunnen bereiken. Bij het torenconcept en schotelconcept wordt het licht in een klein volume geconcentreerd, waardoor minder verlies in de absorber optreedt, hogere temperaturen bereikt kunnen worden en daarmee een hoger rendement van

de daaraan gekoppelde thermodynamische cyclus. Hiermee kan naar schatting een jaarrendement van maximaal 25% voor het torenconcept en 23% voor het schotelconcept bereikt worden. Met een jaarrendement van 25%, en de overige parameters hetzelfde (zie bijlage), zou een kostenniveau van ca. 0.065€/kWh bereikt kunnen worden.

Vergelijking met andere DE-opties

Andere duurzame energieopties waarmee CSP vaak wordt vergeleken zijn PV en wind. We beperken ons hier tot een vergelijking met windenergie, en met name offshore wind. Elektriciteit uit wind heeft al een veel langer ontwikkelingstraject achter de rug dan CSP: de eerste commerciële windturbines werden neergezet in 1980 en in 2004 was 47 GW geïnstalleerd. Opschaling van de eerste windturbines van ca. 50 kW (in 1980) tot 5 MW (in 2003) heeft naast technologische innovaties en marktgroei geleid tot significante kostenreducties. Vanaf 1994 tot nu wordt een jaarlijkse groei van de internationale windmarkt gerealiseerd met 30% (IEA, 2005). De laatste ontwikkelingen in de windtechnologie betreffen niet zozeer de onshore windtechnologie maar worden gedreven door de opkomst van de offshore wind markt. De eerste offshore windturbines in het begin van de jaren '90, eigenlijk aangepaste landturbines, hadden investeringskosten van ca. 2500 €/kW, de huidige investeringskosten zijn 1800-2200 €/kW. Elektriciteit uit offshore wind is nog ruim twee tot drie keer zo duur (10-12 €/kWh in 2006) als conventionele elektriciteit, maar het potentieel voor kostenreducties is groot. Op basis van inschatting van kostenreducties van de turbine, netkoppeling, fundering en installatie worden elektriciteitskosten van 4-5 €/kWh bepaald in 2020. Voor het turbinegedeelte van offshore windparken wordt een PR gebruikt van 81-85% (Junginger, 2005). Scenario's voor windenergie op zee in Nederland geven hogere elektriciteitskosten van 6-9 €/kWh in 2020 en 5-8 €/kWh in 2025. Er wordt hier uitgegaan van een conservatievere progress ratio van 0.90-0.94 en hogere investeringskosten van de turbine. Deze range in kosten geeft al aan dat de onzekerheden zodanig zijn dat op basis hiervan geen sprake is van significante verschillen.

Conclusies

CSP-technologie is rijp voor de markt. Er worden momenteel commerciële centrales gebouwd in Spanje. Van de drie technologieën voor het concentreren en absorberen van het zonlicht, te weten de parabolische trog, de toren met heliostaten en de schotel, is de parabolische trog momenteel het meest marktrijp. Een kostprijs van 0.175€/kWh, gebaseerd op alleen zon (zonder aardgasbijdrage), is momenteel in Zuid-Spanje haalbaar. In Noord-Afrika, voor gebieden met betere instralingscondities en aanwezigheid van koelwater, worden de kosten op 0.15€/kWh geschat. Met 20 jaar kostenreductie door technologieverbetering, schaalvergroting en marktvolumevergroting (tot 31 GW cumulatief in 2026, 25% per jaar) zijn kostprijzen van 0.06 – 0.08€/kWh mogelijk. Een dergelijke

marktgroei is zeker mogelijk, mits de markt voldoende gestimuleerd wordt. Illustratief hiervoor is de situatie in Spanje, waar met de invoering van een gunstig teruglevertarief (tot 0.21/€kWh) de centrales (of in ieder geval de plannen daarvoor) als paddestoelen uit de grond rijzen. Ook beschikbaar landoppervlak is in Noord-Afrika in ruime mate aanwezig. Met grootschalige toepassing van CSP zal op een gegeven moment waarschijnlijk wel uitgeweken moeten naar gebieden waar met luchtkoeling gewerkt zal moeten worden. Dit verhoogt de kWh-kosten met ca. 10%.

De Europese CSP-Roadmap acht een kostenreductie van 55 à 65% in vijftien jaar haalbaar. Dit zou uitkomen op kosten van 0.06 - 0.08 €/kWh voor Zuid-Spanje en 0.05 - 0.07 €/kWh voor de beschreven lokatie in Noord-Afrika.

Vergelijking van de CSP-kosten op langere termijn (0.06 - 0.08 €/kWh) in deze analyse met die van offshore wind op langere termijn (0.04-0.05 €/kWh) levert ruim 30% lagere kosten voor offshore wind. Bij de interpretatie van dit verschil dienen de volgende zaken niet uit het oog verloren te worden:

- Offshore wind bevindt zich in een verder gevorderd stadium van ontwikkeling en markt (47 GW vs. 0.4 GW) dan CSP. Dit maakt een kostenvergelijking minder betrouwbaar. Offshore wind kost nu 0.10-0.12 €/kWh, terwijl voor CSP extrapolatie van de huidige ontwikkelingen al lagere kosten oplevert bij een geïnstalleerd vermogen van 31 GW.
- In deze kosten is het vermogen van deze technologieën om in de piek te leveren niet verdisconteerd. Een CSP-centrale met voldoende thermische opslag, aangevuld met gasbijstook, kan altijd in de piek leveren. Dit zorgt ervoor dat de economische haalbaarheid van CSP-centrales bij een hogere kWh-kostprijs al bereikt wordt.
- CSP-centrales kunnen alleen geplaatst worden in gebieden met veel directe instraling (in ieder geval onder de 40° Noorderbreedte). De afstand tot Nederland is dus altijd groot.

De algemene conclusie is dat CSP een vorm van duurzame energie is die zich in beginsel bewezen heeft en belofte heeft voor de toekomst. Potentieel voor significante kostendaling is aanwezig, voldoende om de concurrentie aan te gaan met andere duurzame-energie bronnen en met fossiele bronnen met meenemen van milieuheffingen.

In deze studie is niet onderzocht wat Nederlandse partijen aan de ontwikkeling van CSP zouden kunnen bijdragen in termen van techniekontwikkeling en export van componenten. Wel dient opgemerkt dat er momenteel nog zeer weinig spelers op de markt zijn die de zonnecollectortechnologie (dus spiegels en absorber) aanbieden. Er is dus bij marktvergroting zeker plaats voor meer spelers, wat ook prijsdaling tot gevolg zal hebben.

Ook is niet gekeken naar spin-off effecten van de CSP-technologie voor andere sectoren. Interessante toepassingen van thermische opslag zijn denkbaar in de industrie, waar overigens in Nederland wel aan gewerkt wordt (ECN). Voorbeelden van het gebruik van warmteopslag in de industrie zijn het terugwinnen van warmte bij batchprocessen, of het ontkoppelen van de warmtevraag van de elektriciteitsvraag bij WKK.

Inhoudsopgave

Summary		iv
Samenvatting		ix
1 Overzicht CSP-technologie		3
1.1	Beschrijving en evaluatie CSP-technologie	3
1.2	Overzicht CSP-projecten	6
1.3	Evaluatie directe zonnestraling	11
2 Referentiecentrale		14
2.1	Uitgangspunten	14
2.2	Methode	14
2.3	De technologie	17
2.4	Referentiecentrale in zuid-Spanje	20
2.5	Noord-Afrika	22
3 Toekomstige ontwikkelingen		28
3.1	Technische ontwikkelingen	28
3.1.1	Spiegelveld	28
3.1.2	Collector	29
3.1.3	Power block	29
3.1.4	Thermische opslag	30
3.2	Economisch vooruitzicht	30
3.2.1	Leercurve methode	31
3.2.2	Engineering methode	33
3.3	Vergelijking CSP met wind	35
3.4	CSP en Clean Development Mechanism (CDM)	37

4 Conclusies	39
Referenties	41
Bijlage I: Transmissie elektriciteit	44
Bijlage II: Bezoek aan Plataforma Solar	42

1 Overzicht CSP-technologie

1.1 Beschrijving en evaluatie CSP-technologie

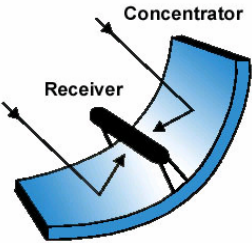
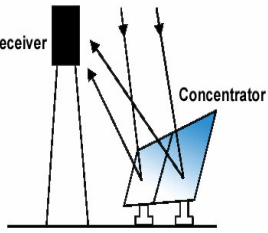
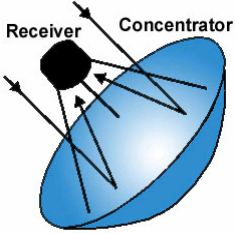
De technologie van een zonnecentrale wordt beschouwd als relatief eenvoudig. Er wordt gebruik gemaakt van bestaande optische en thermisch-mechanische systemen: spiegels, ontvanger en een conventionele stoomcyclus. Een zonthermische krachtcentrale wordt beschouwd als niet technologie-intensief (Kreith and West, 1997). In zonthermische krachtcentrales wordt directe zonnestraling (DNI) opgevangen door gekromde spiegels en geconcentreerd op een absorber. De invallende zonnestraling kan 10 tot 100 keer geconcentreerd worden, afhankelijk van het type technologie dat gebruikt wordt. In de absorber wordt de warmte overgedragen aan olie of gesmolten zout. In een warmtewisselaar wordt de warmte van de olie of gesmolten zout weer overgedragen op water wat verhit wordt tot stoom en in de stoomcyclus ingebracht wordt.

In de literatuur worden drie typen zonnecentrales onderscheiden: de parabolische trog, de zonnetoren en de Dish Stirling motor (parabolische schotel). De laatste wordt gebruikt voor decentrale opwekking met vermogens tot 0.4 MW (DLR, 2005). Voor grootschalige exploitatie wordt de parabolische trog of de zonnetoren ingezet. De combinatie met een stoomturbine maakt dat deze systemen het best tot hun recht komen bij een schaal van 50 MW of hoger. In Table 1-1 is een overzicht gegeven van de karakteristieken van deze drie CSP technologieën. De parabolische trog is de enige technologie die op dit moment commercieel toegepast wordt. In de Verenigde Staten (Mojave Desert) staat een piekvermogen opgesteld van 354 MW_e. Deze negen installaties (SEGS I t/m IX) zijn gebouwd in de periode 1984 tot 1991 en sindsdien in gebruik.

Een variant van de parabolische trogspiegel is de lineaire Fresnel spiegel. Dit systeem is nog in ontwikkeling, maar door het simpeler concept wordt verwacht dat de kosten lager zullen zijn (Bockamp et al., 2003)⁷. In het Fresnel concept worden platte spiegels gebruikt en het water wordt direct verhit zonder tussenkomst van thermische olie en een warmtewisselaar. Het rendement van deze Fresnel collectoren lager is (verwacht wordt 9-11%) dan van trogsystemen. De productiekosten van elektriciteit zullen ondanks dat lager zijn, omdat het lage rendement meer dan gecompenseerd wordt door lage investeringskosten.

Zonnetorens kunnen een veel hogere piektemperatuur bereiken (tot 1000 °C) vergeleken met de parabolische trog (400°C), omdat het zonlicht in een kleiner volume geconcentreerd wordt. Door de hoge temperaturen kunnen zonnetorens ook een STEG (Stoom- en Gas Turbine) aandrijven.

Table 1-1 Overzicht karakteristieken CSP technologie Bronnen: (Müller-Steinhagen en Trieb, 2004), (Sargent & Lundy, 2006), (Europese Commissie, 2005)

	Parabolische Trog	Zonnetorens	Dish-Stirling Parabolische schotel
Technologie ⁸			
Toepassing	Netgekoppeld 10-200 MW _e (toekomst: 100-400 MW _e)	Netgekoppeld 10-150 MW _e (toekomst: 200 MW _e)	Stand-alone, decentrale toepassing of netgekoppeld 0.01-0.4 MW _e
Concentratiefactor	70-80	300-1000	1000-3000
Commerciële status	354 MW _e : SEGS I-IX (14-80 MW _e per installatie) 2x50 MW _e , ANDASOL (EURO-trough)	Geen commerciële ervaring Demonstratieprojecten: Solar One, SolarTwo, SolarTres, 10 MW _e Eerste commerciële project gepland: PS10 (Spanje)	Geen commerciële ervaring, wel gedemonstreerd
Jaarlijkse elektrisch rendement	Gedemonstreerd: 10-15% Verwacht: 17 – 18% ²	Gedemonstreerd: 8 – 10% Verwacht: 15 – 25% ²	Gedemonstreerd: 16-18% Verwacht: 18-23% ²
Investeringskosten*	Lager dan 3000 €/kW ⁹	Lager dan 3000 €/kW	5000 €/kW voor nieuw prototype ¹⁰

⁸ Bron plaatjes: Energy Efficiency Renewable Energy Network, <http://www.eere.energy.gov/>

	Parabolische Trog	Zonnetoren	Dish-Stirling Parabolische schotel
Voordelen	Commerciële ervaring Niche markt -> elektriciteitsproductie gecombineerd met zeewaterontzilting	Rendement is hoger dan trog (temperaturen tot 1000 °C) Significant kosten- reductiepotentieel Hoge temperatuur opslag	Modulaire toepassing Hoog (verwacht) rendement
Nadelen	Relatief lage vloeistoftemperatuur -> laag rendement	Hoge risico's Niet geschikt voor kleine- schaal projecten	
R&D	Gesmolten zout als transportmedium Lineaire Fresnel reflectoren Directe stoomverhitting Ondersteuningconstructie spiegels Thermische opslag	Ontwikkeling betrouwbare heliostats Absorber technologie (Central Air receiver en Pressurized Air receiver)	Hybride systemen Thermische opslag

Hybride systemen en opslag

De hoeveelheid elektriciteit die een zonthermische centrale kan leveren is nagenoeg direct gerelateerd aan de hoeveelheid straling die invalt op de spiegels. Om de leveringszekerheid van een zonthermische centrale te waarborgen wordt vaak òf thermische opslag toegepast òf kan de centrale tijdelijk overschakelen op fossiele brandstoffen (hybride configuratie). In het geval van een hybride systeem wordt vaak aardgas gebruikt.

Thermische opslag maakt het mogelijk dat energie die wordt opgewekt tijdens perioden met een lage vraag kan worden opgeslagen en gedurende piekvraag wordt gebruikt om elektriciteit te produceren. De investeringskosten nemen toe wanneer opslag toegepast wordt, maar de rentabiliteit wordt ook hoger omdat het power block efficiënter gebruikt wordt. Een vergelijking van investeringskosten laat zien dat het verschil tussen wel en geen opslag met gesmolten zout ongeveer 30% is (Stirzaker, 2006). Opslag met gesmolten zout is nu zover ontwikkeld dat zonnecentrales 15 uur zonder zonlicht kunnen draaien (Solar Tres).

Thermische opslag gecombineerd met een groter spiegelveld resulteert in een hogere jaarlijkse capaciteitsfactor¹¹: 40% met 6 uur opslag en 28% zonder opslag, bij een DNI van 2750 kWh/m²/jaar (Stoddard et al., 2006). De productiekosten van elektriciteit zijn nagenoeg gelijk voor deze systemen omdat de extra kosten voor de warmteopslag gecompenseerd worden door de hogere inkomsten (Stoddard et al., 2006).

¹¹ Percentage van de tijd dat de centrale in vollast draait

Commerciële Status

De huidige commerciële capaciteit zonthermische krachtcentrales blijft beperkt tot de 354 MW_e trogsystemen in Californië, Verenigde Staten. Op dit moment zijn er wel een aantal andere commerciële trogprojecten in voorbereiding: 64 MW in Nevada, verschillende 50 MW projecten in Spanje (Stoddard et al., 2006)¹². Een aantal ISCCS (Integrated Solar Combined Cycle) systemen zijn in voorbereiding in Zuid-Californië, India, Egypte, Marokko, Mexico en Algerije (Stoddard et al., 2006). Hierbij wordt aan een STEG-centrale een CSP gedeelte toegevoegd (meestal trogtechnologie). Het aandeel zon in de elektriciteitsproductie is vaak klein (tot circa 10%).

Er is veel minder ervaring met de zonnetoren technologie, omdat er nog geen commerciële projecten zijn ontwikkeld. Van 1982 tot 1988 opereerde de SolarOne, een pilot project in Barstow (Californië). Later werd deze centrale aangepast door verbeterde warmteoverdracht en warmteopslag toe te voegen (SolarTwo). Een aantal andere experimentele en prototype systemen zijn ontwikkeld in Spanje, Frankrijk en Israël. Inmiddels is de SolarTres in voorbereiding, een 17 MW vloeibaar zout centrale in Cordoba (Spanje).

1.2 Overzicht CSP-projecten

Zonthermische projecten genieten op dit moment een groeiende belangstelling van commerciële investeerders. De CSP markt groeit het hardst in Spanje als gevolg van de invoertarieven voor CSP die sinds 2004 gelden. In Tabel 1-1 is een overzicht gegeven van alle CSP projecten die momenteel gebouwd worden of gepland zijn. Er bestaat enige onduidelijkheid over het aantal geplande projecten, omdat sommige commerciële projecten in zeer vroege staat van ontwikkeling zijn en het twijfelachtig is of de bouw werkelijk op korte termijn van start gaat. In Spanje wordt er gesproken over 200 MW zonnetoren capaciteit en 800 MW trog capaciteit (Stirzaker, 2006). De trogtechnologie heeft vooralsnog de voorkeur boven de torentechnologie omdat er meer ervaring is opgedaan en de productiekosten vooralsnog lager liggen.

Het overzicht van CSP projecten laat een aantal technische aspecten zien van de centrales die gepland zijn of gebouwd worden. De eerste commerciële zonnetoren wordt gebouwd, maar het aantal geplande trogsystemen is veel groter. De zonnetoren biedt betere kostenperspectieven op de lange termijn.

In de meeste projecten wordt synthetische olie toegepast als warmtetransportmedium. De overstap van thermische olie naar vloeibare zouten wordt gemaakt met het torenproject SolarTres (Cordoba, Spanje). Ook is te zien dat de opslagcapaciteit een belangrijke ontwikkeling doormaakt. De Andasol projecten

laten dit zien: Andasol I & II hebben een opslagcapaciteit van 7 uur, terwijl voor de geplande Andasol III 12 uur opslag wordt nagestreefd.

In Noord-Afrika wordt vooral het ISCCS¹³ concept toegepast, waarbij het zonneaandeel relatief klein is en het aardgasgedeelte groot. Voordelen van dit concept zijn: (1) het rendement zonlicht => elektriciteit is hoger dan wanneer alleen een stoomturbine gevoed wordt en (2) de meerkosten van het zondeel zijn klein ten opzichte van de totale investeringskosten. Zonthermische energie wordt geïntegreerd in STEG-centrales gebaseerd op aardgas. Algerije wil 500 MW nieuwe ISCCS centrales bouwen tot 2010 (SolarPaces, 2003)¹⁴. Deze hybride configuratie wordt verkozen boven de alleen zon variant, vanwege de mogelijkheid om zonder opslag te opereren en de kosten van de eerste centrale te verlagen. Dit is een goede manier om de leercurve in te zetten zonder te moeten wachten op een rendabele centrale op 100% zonne-energie.

¹³ Integrated Solar Combined Cycle System

Tabel 1-1 Overzicht pas gebouwde en geplande CSP centrales, wereldwijd

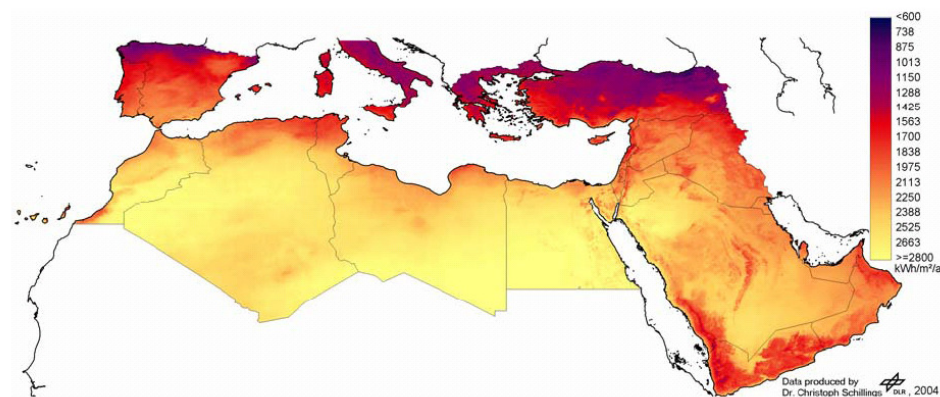
Naam	Land	Capaciteit	CSP type	HTF	Thermische opslag	Project-ontwikkelaar	Phase + start operation	
1	SPP-1	Algerije	130 MW gas 30 MW zon (ISCCS)	Parabolische trog geïntegreerd in STEG (ISCCS concept)	---	geen	NEAL	Start gepland voor 2006
2	PS10	Spanje	Alleen zon 11 MWe, 23 GWh	Zonnepanelen - eerste commerciële toepassing	Water, Volumetric air receiver	15 MWh (50 min., 50% vullast)	Abengoa	Aansluiting net eind 2006
3	Andasol I, Granada ¹	Spanje	50 MW	Trog - EUROtrough technologie	Synthetische olie	7 hours ² , o.b.v. gesmolten zout	SMAG + ACS Cobra	Start bouw in 2006 Werking gepland voor eind 2007
4	Andasol, Granada II	Spanje	50 MW	Trog	Synthetische olie	7 uur	SMAG + ACS Cobra	Bouw en start centrale gepland voor 2007
5	Andasol III	Spanje	50 MW	Trog	---	12 uur	SMAG + ACS Cobra	Gepland
6	Andasol IV	Spanje	50 MW	Trog	---	---	---	Gepland
7	SolarTres	Spanje, Cordoba	15 MW	Toren	Vloeibaar zout	16 uur - Vloeibaar zout	SENER	Bouw is 2005 gestart Werking gepland voor 2007
8	Nevada Solar One	VS, Boulder City	64 MW	Trog	Synthetische olie	---	Solargenix Energy	Online gepland voor 2007
9	Saguaro Solar Power Plant	VS, Arizona	1 MW	Trog (ORC cyclus)	Synthetische olie	---	Arizona Public Services	Gestart april 2006
10	SunCal2000	VS,	0.4 MW	Schotel-Stirling	---	---	Stirling Energy	---

Naam	Land	Capaciteit	CSP type	HTF	Thermische opslag	Project-ontwikkelaar	Phase + start operation	
	Californië		systeem			Systems		
11	HSGP (Hybrid Solar Gas Project)	Algerije	2 x 400 MW hybride, ISCCS concept	Parabolische trog geïntegreerd in STEG	---	geen	---	Toestemming voor dit project gekregen
12	PS20	Spanje	20 MWe (7 MWe voorverhitting parabolische trog + 13 MWe toren)	Zonnetoren	Water	---	Solucar Energieia (Abengoa)	Bouw is gestart: juni 2006
13	AZ20	Spanje	20 MWe (7 MWe voorverhitting parabolische trog + 13 MWe toren)	Zonnetoren	Water	---	Solucar Energieia (Abengoa)	In planning
14	AZ50	Spanje	50 MW	Trog	Water (directe stoomverhitting)	---	Solucar Energieia (Abengoa)	In planning
15	---	Algerije, Hassi r'mel	130 MW STEG, aandeel zon: 25 MW 80 MW gasturbine, 75 MW stoomturbine	Trog	---	---	---	---
16	---	Iran, Yazd	430 MW ISCCS, aandeel zon 67 MW	---	---	---	---	---
17	---	Zuid-	100 MW	Toren	Vloeibaar zout	---	Mogelijk Eskom	---

Naam	Land	Capaciteit	CSP type	HTF	Thermische opslag	Project-ontwikkelaar	Phase + start operation
	Afrika, Noordkaap provincie						
18	---	Israel, Asharim	Trog - Rankine cycle	Trog	Synthetische olie	---	---
19	---	Australia	50 MW	Zonnetoren	Vloeibaar zout	Vloeibaar zout	EnviroMission
20	GEF-project	Morocco, Ain Beni Mathar	240 MW ISCCS, incl. aandeel zon 30 MW	Trog	---	---	---
21	GEF-project	Egypt, Kuraymat	151 MW ISCCS incl. aandeel zon 25 MW	Nog niet gespecificeerd	Synthetische olie	---	---
22	GEF-project	India, Mathania	140 MW ISCCS, incl. aandeel zon 35 MW	Trog	---	Wordt aangemoedigd, niet verplicht	---
23	GEF-project	Mexico, El Fresnal	Oorspronkelijk plan 285 MW ISCCS, nu plan om capaciteit uit te breiden tot 560 MW _e ; Aandeel zon 25-40 MW _e	Trog	---	---	---
							Bouw gepland voor 2006, werking voor 2009

1.3 Evaluatie directe zonnestraling

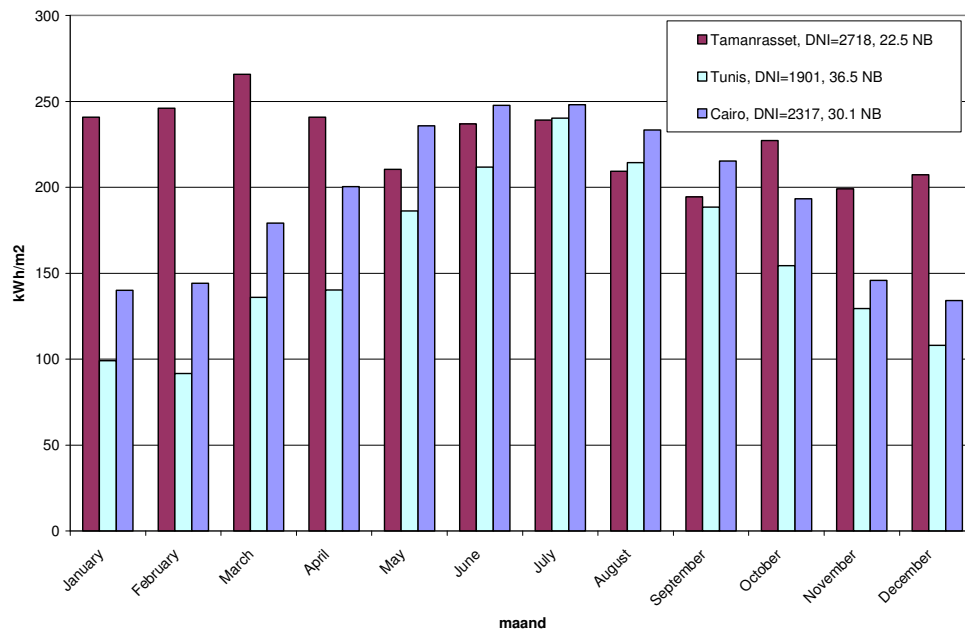
Bij CSP is de DNI, dat staat voor Direct Normal Irradiance, de bepalende factor voor de opbrengst van een centrale. Het is de hoeveelheid directe instraling die loodrecht op een vlak valt dat met twee assen (oost-west en noord-zuid) de zon volgt. In figuur 2.1 is voor Zuid-Europa en Noord-Afrika gegeven wat de DNI op jaarbasis bedraagt.



Figuur 1-1: DNI in kWh/m²/jaar voor Zuid-Europa en Noord Afrika (Trieb, 2006).

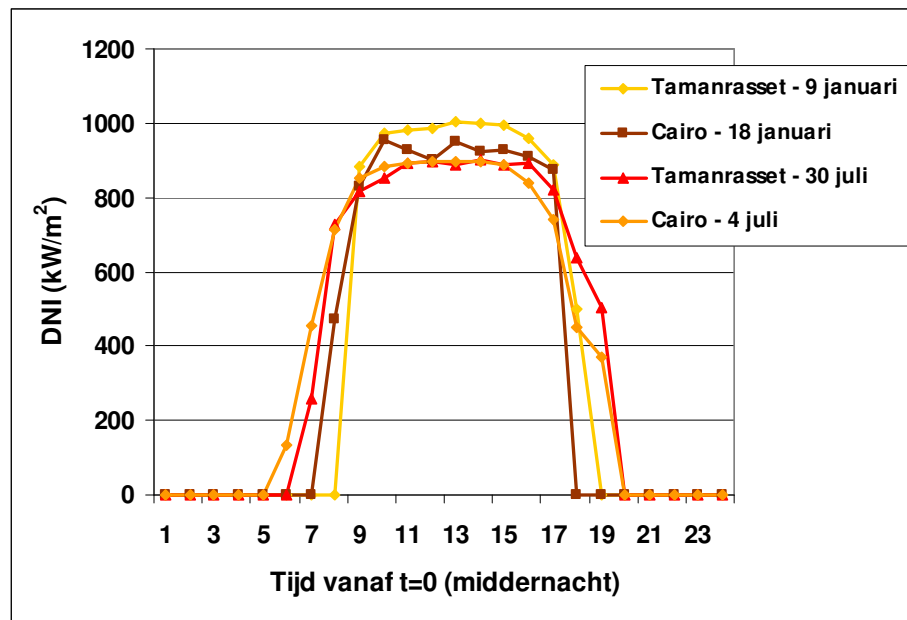
Bij een DNI van 2000 kWh/m²/jaar begint CSP interessant te worden. De DNI op jaarbasis kan oplopen tot zo'n 2800 kWh/m²/jaar op sommige locaties. De woestijnen in de Verenigde Staten, zoals de Mojave woestijn, hebben zulke extreem hoge instralingscondities. In Zuid-Europa (waarvan Zuid-Spanje de beste condities heeft) is de DNI 2000 – 2200 kWh/m²/jaar. In Noord-Afrika is de DNI in de kustgebieden veelal vergelijkbaar met Zuid-Spanje, oplopend tot zo'n 2800 kWh/m² in de woestijngebieden in het binnenland.

Op de locaties met lagere DNI is er een duidelijk seizoenseffect waarneembaar. De DNI in de wintermaanden is fors lager dan in de zomermaanden. Voor locaties met hoge DNI worden het hele jaar door hoge waarden behaald. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 1-2.



Figuur 1-2 DNI op maandbasis voor Tamanrasset, Algerije (met een DNI van 2700 kWh/m²/jaar), Tunis, Tunesië (1900 kWh/m²/jaar) en Cairo, Egypte (2300 kWh/m²/jaar).

In de winter zijn de dagen korter (afhankelijk van de breedtegraad) en zijn er meer bewolkte dagen. Beide factoren dragen bij tot een lagere DNI in de winter. Op wolkeloze dagen in de winter worden wel de hoogste waarden voor de DNI gehaald, omdat er dan minder deeltjes (vocht en/of stof) in de lucht zitten die het licht kunnen verstrooien. Deze drie effecten worden geïllustreerd in Figuur 1-3 waar het verloop van de DNI voor een zonnige dag in de zomer en een zonnige dag in de winter voor twee locaties is weergegeven.



Figuur 1-3 Verloop van de DNI over dag voor een zonnige dag in de winter en in de zomer, voor twee locaties: Tamanrasset, Algerije (DNI op jaarbasis van 2700 kWh/m²) en Cairo, Egypte (2300 kWh/m²).

Ook is goed uit de figuur op te maken dat de DNI, en dus het geproduceerde vermogen van een CSP-centrale, vrij constant is door de dag heen.

Met een parabolische trog is de benutte instraling overigens niet helemaal gelijk aan de DNI. Een trog is horizontaal opgesteld en er wordt slechts met één as de zon gevolgd, waardoor de instraling die op de trog valt iets lager is. Een trog benut echter niet alleen de directe instraling, maar ook de zogeheten circumsolaire instraling, licht dat niet direct maar wel bijna direct van de zon afkomt.

Een parabolische trog kan in plaats van noord-zuid (met oost-west tracking) ook Oost-West (met Noord-Zuid tracking) geplaatst worden. Hierdoor kan in de winter iets meer opbrengst gehaald worden, maar het gaat ten koste van de jaaropbrengst.

De DNI gegevens voor Figuur 1-2 en Figuur 1-3. zijn verkregen met een simulatieprogramma, PVSyst 3.41, dat primair bedoeld is voor fotovoltaïsche systemen. Het kan dus zijn dat simulatieprogramma's speciaal voor CSP iets andere uitkomsten geven. Echter, voor het doel waarvoor ze gebruikt zijn, namelijk het schetsen van dag- en seizoenseffecten, is het programma geschikt.

2 Referentiecentrale

2.1 Uitgangspunten

Vanwege de nadrukkelijke eis van korte termijn toepasbaarheid is gekozen voor de volgende technologiekeuzes voor de verschillende onderdelen van een ‘referentie’ centrale:

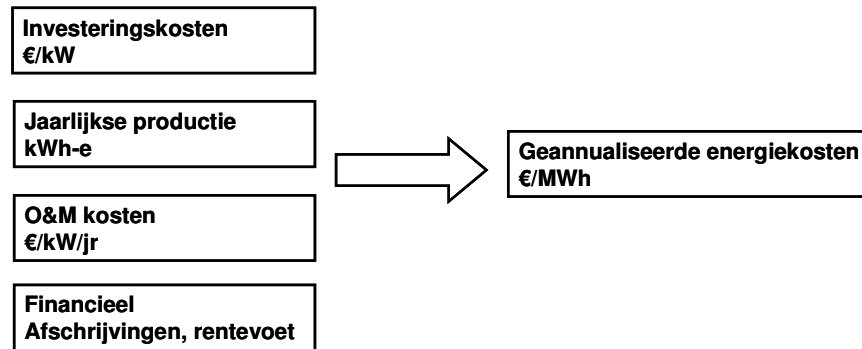
Collectortechnologie:	parabolische trog
Warmtetransportmedium:	synthetische olie
Thermische opslag:	gesmolten zout
Elektriciteitsopwekking:	stoomturbine

Met de parabolische trogtechnologie is van alle collectortechnologieën verreweg de meeste ervaring opgedaan: vanaf 1984 tot nu is het al op aanzienlijke schaal (354 MW totaal) op commerciële wijze toegepast. Thermische opslag met gesmolten zouten is echter nog niet eerder op commerciële schaal toegepast. Toch is gekozen voor gesmolten zouten, omdat (1) het als opslagmedium veel geschikter is dan de synthetische olie (goedkoper en hogere warmtecapaciteit) en (2) het wel al gedemonstreerd is. Dat dit een goede keuze is blijkt ook uit het feit dat alle CSP-projecten in voorbereiding in Spanje uitgaan van deze technologiekeuze.

2.2 Methode

Voor deze studie is een eenvoudig model opgesteld, waarmee, uitgaande van investeringskosten, rendement en onderhoudskosten de kWh-kosten bepaald kunnen worden. Met dit model kan inzicht verkregen worden in de invloed van verschillende parameters op de kWh-kosten, zoals aantal uren opslag, aardgasbijdrage, rendementen van de verschillende onderdelen en investeringskosten. Met behulp van dit model is, uitgaande van redelijk goed bekende kWh-kosten voor CSP-centrales voor de korte termijn in Spanje, een inschatting gemaakt van de kWh-kosten voor een centrale in Noord-Afrika. Er is voornamelijk geput uit informatie verkregen over de Andasol I parabolische trogcentrale in de provincie Granada en de Europese Ecostar Roadmap. De inmiddels in aanbouw zijnde Andasol I centrale staat model voor de in dit rapport gebruikte ‘referentiecentrale’.

Met het model is ook gekeken naar de mogelijkheid van kostenreductie op een termijn van twintig jaar, uitgaande van kostenreducties en eventuele rendementsverhogingen van onderdelen van de centrale die mogelijk geacht worden. In Figuur 2-1 is het model weergegeven dat in deze studie gebruikt is om de kWh-kosten voor elektriciteit uit CSP te berekenen.



Figuur 2-1 Model om de kWh-kosten voor elektriciteit uit CSP te berekenen

Uitgaande van totale investeringkosten van de centrale (K_{invest}), de netto jaaropbrengst aan elektriciteit (E_{net}), de brandstofkosten (K_{fuel}), de operationele- en onderhoudskosten ($K_{O\&M}$) en financieringscondities (afschrijftijd, interne rentevoet, verzekeringspremie) wordt de geannualiseerde kWh-kostprijs (ofwel LEC, Levelised Energy Cost) als volgt bepaald (Ecostar Roadmap):

$$LEC = \frac{crf * K_{invest} + K_{O\&M} + K_{fuel}}{E_{net}},$$

Waar $crf = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + r_{insurance}$ (r =rentevoet, $r_{insurance}$ = verzekeringspremie)

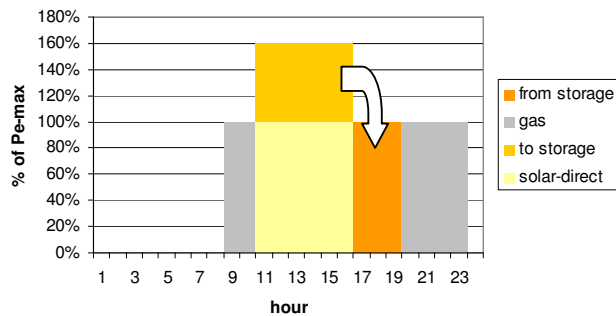
De investeringskosten zijn uitgesplitst in de volgende onderdelen:

- Het totale zonnecollectorgedeelte (spiegels, ondersteuningsconstructie, vacuumbuiscollectoren, tracking mechanisme), pijpleidingen, olie/stoomwarmtewisselaars
- Elektriciteitsopwekking (stoomturbine, gasketel, netaansluiting)
- Thermische opslag (olie/zout warmtewisselaars, warmtebuffer)
- Landkosten
- Opslag investeringskosten voor engineering en montage

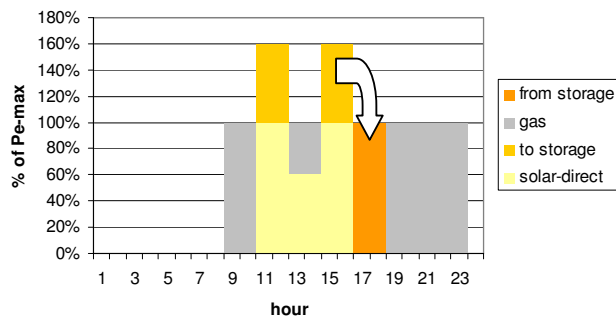
Voor de berekening van de jaaropbrengst is rekening gehouden met de volgende parameters:

- DNI
- Jaarrendement zonnecollectorgedeelte
- Jaarrendement elektriciteitsopwekking
- Jaarrendement thermische opslag
- Eigen verbruik centrale
- Beschikbaarheid centrale

Met behulp van thermische opslag kan de beschikbaarheid van de CSP-centrale verhoogd worden om in de avondpiek elektriciteit te leveren. Daarnaast kan de leveringszekerheid van een zonthermische centrale gewaarborgd worden door de stoomturbine bij bewolkt weer (en eventueel voor verhoogde beschikbaarheid bij beperkte thermische opslag) op gas te stoken. In Figuur 2-2 is het geleverde vermogen van de zonnecollector en de turbine schematisch weergegeven voor een zonnige en een bewolkte dag.



a)



b)

Figuur 2-2 Schematische weergave van het geleverde vermogen van een CSP-centrale, bij gevraagd vol vermogen van de centrale van 9 uur s'ochtends tot 11 uur s'avonds, direct van de zon, van- en naar de thermische opslag en met gas. a) zonnige dag, b) gedeeltelijk bewolkte dag.

In het voorbeeld is uitgegaan van 3 vollasturen aan thermische opslagcapaciteit. Als de centrale meer moet leveren moet de stoomturbine op gas gestookt worden.

In ons model kan gekozen worden voor alleen zon (dus geen aardgasbijdrage), of voor een aantal vollasturen aan vraag (bijstook met aardgas).

2.3 De technologie

In principe is het mogelijk om met voldoende opslag het klokje rond op de zon te draaien. Of centrales in de praktijk ook zo gedimensioneerd zullen worden hangt van de lokale omstandigheden af. De centrales die momenteel in Zuid-Spanje ontworpen worden, worden geoptimaliseerd voor levering in de avondpiek. De maximaal toegestane gasbijdrage om in aanmerking te komen voor het hoge teruglevertarief in Spanje is 12.5%. De rest moet dus met thermische opslag gedaan worden. Voor de Andasol I centrale betekent dit een thermische opslag van 7 vollasturen.

In figuur 3.2 zijn de onderdelen van een CSP-centrale op basis van parabolische trogtechnologie schematisch weergegeven.

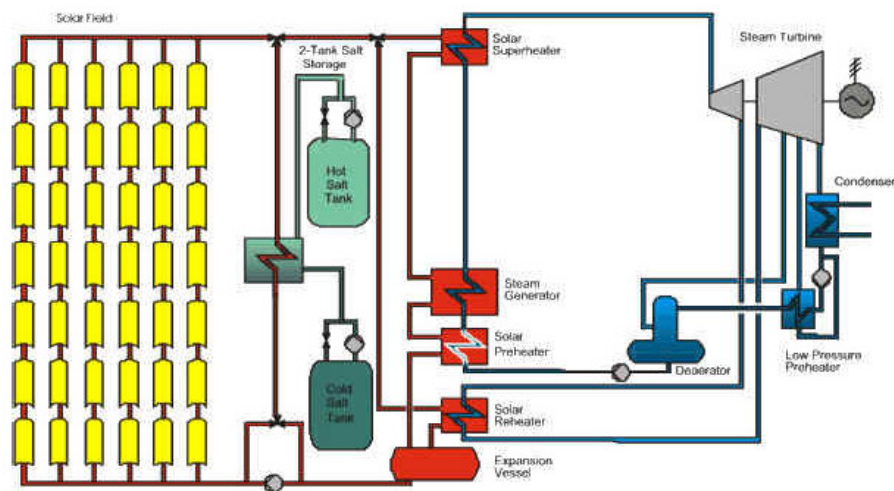


Fig. 3.2 Schema van de geplande Andasol parabolische trogcentrale in Zuid-Spanje (Ecostar Roadmap, 2005).

De zonne-energie wordt via weerkaatsing door de parabolische spiegels opgevangen in de vacuumbuiscollectoren, waardoor synthetische olie als warmtetransportmedium loopt. De olie wordt verhit tot ca. 390 °C, de maximale temperatuur die de olie kan verdragen. Als er vermogen gevraagd wordt zal (een deel van) de warmte van de olie overgedragen worden op de stoomcyclus van de stoomturbine, waarbij de olie 100 °C gekoeld wordt.

Als er geen of minder vermogen gevraagd wordt gevraagd wordt dan aan zonnewarmte opgenomen, wordt de warmte overgedragen aan het gesmolten zout, dat vervolgens naar de ‘hete tank’ gepompt wordt. In de avond, als de zon laag staat of al onder is, wordt het hete gesmolten zout via een warmtewisselaar rondgepompt waardoor stoom wordt geproduceerd zodat de stoomturbine kan blijven werken.

Om een idee te geven van de verschillen onderdelen van een trogcentrale zijn hieronder wat foto's toegevoegd. In figuur 3.3 is een onderdeel van één van de SEGS parabolische trogcentrales te zien, in Kramer Junction, in de Mojave woestijn in de VS.



Figuur 2-3 Stoomturbine en rijen met troggen van de SEGS parabolische trogcentrale bij Kramer Junction, VS.

Figuur 2-4 laat een parabolische trog van dichtbij zien, op het testcentrum het Plataforma Solar in Tabernas, Zuid-Spanje. Troggen hebben momenteel een standaard spanwijdte van 6 m en een lengte van 50 m. Commerciële aanbieders zijn voor sommige cruciale onderdelen nog schaars: de spiegels worden gemaakt door Flagsol en de vacuumbuiscollectoren door Solel of door Schott Rohrglas. Flagsol doet bij Andasol I de engineering & design van de troggen.

De positionering van de verschillende onderdelen van de trog bij montage dient te gebeuren met een nauwkeurigheid van 1 mm, om al het gereflecteerde licht goed op de collector gefocust te krijgen. Efficiënte en nauwkeurige montage van de troggen wordt door Flagsol als één van de grootste financiële risico's van het Andasol I project genoemd. Dit maakt duidelijk dat hier een uitdaging zit voor technologieontwikkeling: voor kostenreductie van het zonnecollectorgedeelte zijn lichtere en goedkopere ondersteuningsconstructies nodig, terwijl voor goede

focussing stijfheid van de trog van groot belang is. Figuur 2-5 laat twee typen ondersteuningsconstructies zien.



Figuur 2-4 Parabolische trog (in nachtpositie), Plataforma Solar.



Figuur 2-5 Voorbeeld van twee typen ondersteuningsconstructies voor troggen op het Plataforma Solar.

In Figuur 2-6 zijn twee voorbeelden van zoutopslag gegeven: bij de Amerikaanse SolarOne 10 MW-toren demonstratiecentrale en op het Plataforma Solar.



a)



b)

Figuur 2-6 Voorbeelden van thermische opslag in gesmolten zouten, a) bij de SolarOne 10 MW toren demonstratiecentrale in de VS (12 uur opslag), b) bij het Plataforma Solar.

De thermische opslag, waarbij binaire zouten (nitraten) gebruikt worden, is met succes gedemonstreerd bij de SolarOne torencentrale in de Verenigde Staten. Deze technologie gaat nu (op grotere schaal) gebruikt worden bij de Andasol I centrale.

2.4 Referentiecentrale in Zuid-Spanje

Voor het bepalen van de kWh-kosten op korte termijn is gebruikt gemaakt van de Ecostar Roadmap (DLR, 2005) in combinatie met gegevens van het Andasol I project, een parabolisch trogproject in de provincie Granada van Spanje dat medio

2007 gereed zal zijn (de constructie is net begonnen). Dit 50 MW-project, met 7 uur thermische opslag, gaat 260 miljoen Euro kosten voor de centrale zelf, inclusief engineering en montagekosten. Met toevoeging van landkosten, projectontwikkelingskosten, financiering tijdens de bouw en de transmissielijn zullen de kosten 300 miljoen Euro bedragen.

De belangrijkste parameters zijn eveneens gecheckt met gegevens uit het Amerikaanse rapport van Sargent & Lundy en kwamen doorgaans goed overeen met de Europese gegevens. Om een voorbeeld te noemen: S&L hanteert een jaarrendement van 14.3% voor een 'near-term' trog case, terwijl de Ecostar Roadmap 14.0% hanteert.

Voor het bepalen van de kWh-kosten van een 50 MW-trogstelsel met 7 uur opslag in Zuid-Spanje is uitgegaan van de in Tabel 2-1 opgenomen parameters.

Tabel 2-1 Overzicht parameters voor een 50 MW CSP centrale in Zuid-Spanje

Parameter	Grootheid
DNI ¹⁵	2000 kWh/m ²
Jaarrendement ¹⁶	14.2%
Turbinerendement	37.5%
Collectoroppervlak	690.000 m ²
Thermische opslagcapaciteit	1010 MWh _{th}
Benuttingsgraad thermische opslag	80%
Zonnecollectorkosten	€205/m ²
Stoomturbine (incl. alles ¹⁷)	€780/kW _e
Thermische opslag	€28/kWh _{th}
Landkosten	€2/m ²
Opslag engineering en montage	20% van investeringskosten
Operationele – en onderhoudskosten	€5.100.000/jaar
Gasprijs	€0.15/m ³
Afschrijftijd	25 jaar
Rentevoet	8%
Verzekeringspremie	1%

Met bovenstaande parameters komen de totale kosten voor de centrale uit op 260 miljoen Euro en de productiekosten van de elektriciteit uit op 0.175 €/kWh. Met

¹⁵ DNI: Direct Normal Irradiation, de totale directe instraling op een vlak dat met twee assen 'getrackt' wordt

¹⁶ De definitie van jaarrendement is hier zonnestraling IN in verhouding tot elektriciteit UIT.

¹⁷ 'stoomturbine' staat voor alle onderdelen die nodig zijn om vanuit stoom elektriciteit te maken.

behulp van thermische opslag kan de beschikbaarheid van de CSP-centrale verhoogd worden om in de avondpiek elektriciteit te leveren. Daarnaast kan de leveringszekerheid van een zonthermische centrale gewaarborgd worden door de stoomturbine bij bewolkt weer op gas te stoken. In tabel 3.I is weergegeven wat de kWh-kosten van een project van deze omvang zullen zijn, afhankelijk van het aantal uren thermische opslag. Dezelfde kWh-kosten zijn ook weergegeven als er bijgestookt wordt met aardgas om tot 14 vollasturen per dag te komen.

Tabel 2-2 Geannualiseerde kWh-kosten CSP Zuid-Spanje

Type centrale	Eenheid	Aantal uren opslag			
		0	3	7	10
Alleen zon	€/kWh	0.179	0.176	0.175	0.174
Hybride ¹	€/kWh	0.101	0.121	0.129	0.174
Waarvan aardgas deel	%	61	44	21	0

¹ 14 vollasturen inclusief gasbijdrage

De kWh-kosten zonder gasbijdrage blijken niet heel sterk te variëren met het aantal uren opslag. Met het verhogen van het aantal uren opslag is meer collectoroppervlak nodig en meer thermische opslag, wat de kosten verhoogt. Tegelijkertijd wordt de capaciteitsfactor van de stoomturbine hoger, wat de kosten verlaagt. Afhankelijk van de kosten van de opslag, het rendement en de benuttingsgraad van de opslag in verhouding tot de kosten van de turbine, vallen deze effecten min of meer tegen elkaar weg.

Bijstoken met aardgas geeft een behoorlijke verlaging van de gemiddelde kWh-kosten. Om het beeld niet te vertroebelen zullen hierna alleen ‘alleen-zon’-kosten worden gepresenteerd. In een nieuw te bouwen centrale zal waarschijnlijk wel gas gestookt zal worden om bij bewolkt weer te kunnen leveren. Dit zal echter ook samenhangen met eventuele randvoorwaarden die gesteld zijn bij mogelijke subsidies en teruglevertarieven.

2.5 Noord-Afrika

Met bovenstaande kosten als uitgangspunt is gekeken wat de kosten zouden zijn als centrales van dit type in Noord-Afrika gerealiseerd zouden worden. De grootste verschillen tussen Zuid-Spanje en Noord-Afrika kunnen als volgt worden samengevat:

- De DNI kan aanzienlijk hoger zijn
- Koelwater voor de stoomturbine is op veel locaties niet aanwezig
- Grotere afstand tot het hoogspanningsnet en gastransportleidingen
- Lagere arbeidskosten voor montage

- Hoger risico vanwege onzekerheden in de kwaliteit van de arbeid, culturele verschillen, regelgeving, de politieke situatie en het inschatten van de situatie in het algemeen

Figuur 2-7 laat twee voorbeelden van locaties in Algerije zien die voor CSP geschikt zouden zijn.



a)



b)

Figuur 2-7 Voorbeelden van twee potentiële locaties, in Algerije. a) Rotswoestijn Hassi R'mel, b) Sidi Khelil (El Oued, ca. 150 km van Algiers, 5 km van een 220 kV lijn, 100 - 150 km van een gaspijplijn, koelwater beschikbaar. DNI = 2100 - 2300 DNI).
Bron: SolarPaces.

In Noord-Afrika is veel lege ruimte beschikbaar op locaties waar de DNI hoog is, oplopend tot 2700-2800 kWh/m². Uiteraard is niet al dit lege oppervlak vanzelfsprekend geschikt voor CSP. Bergketens en zandwoestijnen vallen af. Wat dit laatste betreft: slechts 25% van de Sahara bestaat uit zand, de rest is rotswoestijn. Hier zijn geen wandelende zandduinen, maar er komen wel hevige stortbuien voor die tot overstromingen kunnen leiden. Dit is echter niet iets dat tot noemenswaardige kosten verhoging zal leiden, aangezien hier in Zuid-Spanje ook rekening mee gehouden dient te worden. Bij het Andasol-1 project, dat momenteel in aanbouw is, worden ter voorkoming van overstromingen drainagekanalen gegraven. Hoewel het gevaar in het zand begraven te worden vermeden kan worden, zal er op veel hoge DNI-lokaties toch veel stof en zand in de lucht zitten, die de spiegels zullen bevuilden. Dit is echter naar verwachting niet veel anders dan bijvoorbeeld de Mojave woestijn in Californië, waar het grootste deel van het huidige CSP-vermogen staat opgesteld. Om de spiegels schoon te houden zijn in de VS schoonmaakprocedures ontwikkeld. Tweemaal per week rijdt er een vrachtwagen met 5 km/uur langs de spiegels, waarbij de spiegels gewassen worden met water en borstels of met water onder hoge druk. Deze wasprocedures zijn zeer effectief: een nieuwe spiegel heeft een reflectiviteit van 92%, terwijl een pas gewassen spiegel een reflectiviteit van 90% heeft.

Op veel hoge DNI-lokaties in Noord-Afrika zal de beschikbaarheid van koelwater voor de stoomturbine een probleem zijn. Luchtkoeling is wel mogelijk, maar is vanuit financieel en energetisch oogpunt minder aantrekkelijk dan koeling met water. Luchtkoeling verhoogt de investering (turbine naar schatting 30% duurder), verlaagt het rendement van de turbine (van ca. 37.5% tot 35%)¹⁸ en verhoogt het eigen gebruik van de centrale.

De lagere arbeidskosten en hogere risico's zijn binnen de opdracht lastig te kwantificeren. Voor de huidige inschatting nemen we aan dat het saldo van deze twee factoren nul is.

Rekening houdend met al deze factoren ziet het kostenplaatje voor de 'alleen-zon' optie, afhankelijk van de DNI en de aanwezigheid van koelwater er uit zoals in Tabel 2-3 staat weergegeven. Er is nog geen rekening gehouden met grotere afstanden voor elektriciteitskabels (gasleidingkosten in 'alleen zon'-optie niet relevant). In het geval er geen koelwater aanwezig is wordt ervan uitgegaan dat luchtkoeling wordt toegepast.

¹⁸ De Europese Roadmap stelt dat dit 6 – 10% opbrengst kost, S&L zegt 10%, dhr. Nave van Flagsol noemde 2-3 % rendementsdaling turbine in absolute termen.

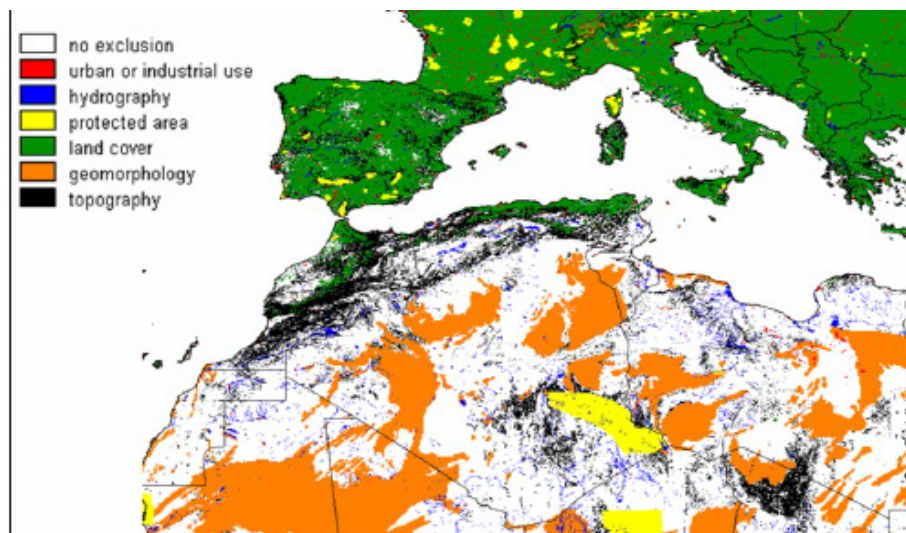
Tabel 2-3 Geannualiseerde kWh-kosten CSP Noord-Afrika

Type centrale	Eenheid	DNI			
		2000	2250	2500	2750
Met koelwater	€/kWh	0.175	0.158	0.144	0.133
Zonder koelwater	€/kWh	0.194	0.175	0.160	0.147

De kosten van 0.133 €/kWh zijn representatief voor de condities in veel gebieden in de Verenigde Staten zoals de Mojave woestijn, ideaal voor CSP. Sargent&Lundy komen in hun studie uit op kosten van 0.105 \$/kWh (ca. 0.08 €/kWh) voor 'near term' trogtechnologie. Voor deze lagere kosten zijn twee redenen te noemen: (1) in Europa moet nog een leertraject voor CSP worden doorlopen, wat aanvankelijk tot hogere projectkosten leidt en (2) een deel van het verschil wordt waarschijnlijk veroorzaakt door aannamen voor financiering (meenemen belastingkorting en dergelijke).

Noord-Afrika heeft veel verschillende DNI-condities. Aan de kust, waar in ieder geval koelwater is (en de mogelijkheid voor combinatie van CSP met ontzilting voor het maken van drinkwater), is de DNI in veel gevallen niet extreem hoog (2000 – 2250 kWh/m²). Voor iets betere DNI-locaties (2250 – 2500 kWh/m²) zonder koelwater zijn de kosten nauwelijks lager dan in Zuid-Spanje. Locaties met hoge DNI (2500 – 2750 kWh/m²) en met koelwater geven flink lagere kosten. Het potentieel aan dit soort locaties is niet in detail uit de literatuur te halen. Wel zijn er door de DLR al uitgebreide potentieelstudies verricht waar is gekeken naar de beschikbaarheid van land in Noord-Afrika.

Figuur 2-8, afkomstig van DLR, laat zien welke gebieden in Noord-Afrika afvallen voor CSP, omdat het om een beschermd gebied of verstedelijkt gebied gaat, of omdat het land niet geschikt is voor toepassing van CSP (bijvoorbeeld niet vlak genoeg).



Figuur 2-8 Gebieden in zuid-Europa en Noord-Afrika die afvallen voor toepassing van CSP (gekleurd). Bron: DLR-Med-studie.

De figuur laat zien dat er enorme gebieden overblijven die in potentie geschikt zijn om CSP-centrales neer te zetten.

Tabel 2-4 laat zien wat het potentieel is aan jaarlijkse elektriciteitsopwekking in een aantal landen in Noord-Afrika en in Spanje, op basis van de geschikte gebieden uit figuur 3.8. Ook is de DNI die representatief voor het land toegevoegd. De DNI's in deze studie zijn hoger dan in sommige andere studies wordt genoemd. Het verschil zou kunnen liggen in het feit dat voor een dergelijke potentieelstudie alle mogelijke locaties op globale wijze bekeken worden, terwijl casestudies zich doorgaans concentreren op specifieke gebieden met geschikte randvoorwaarden (koelwater, infrastructuur).

Tabel 2-4 Potentieel en representatieve DNI per land.

Land	Potentieel (TWh/jaar)	DNI representatief voor land (kWh/m ² /jaar)
<i>Noord-Afrika</i>		
Algerije	168972	2700
Egypte	73656	2800
Lybië	139477	2700
Marokko	20146	2600
Tunesië	9244	2400
<i>Europa</i>		
Spanje	1278	2250

Uit deze tabel blijkt dat het voor CSP beschikbare en geschikte landoppervlak enorm is: in Marokko, Algerije, Tunesië en Egypte is het potentieel goed voor circa 75.000 GW aan centrales (van het Andasol-I type).

Voor bepaling van de kosten van een centrale in Noord-Afrika zijn we uitgegaan van de beste concrete locatie met aanwezigheid van koelwater die we in de literatuur hebben kunnen vinden. Dit is de locatie Kuraymat, 90 km ten zuiden van Cairo, Egypte, met een DNI van 2400 kWh/m^2 , beschikbaarheid van koelwater en een uitgebreid gas- en elektriciteitsnetwerk (bron: GEF). Onder deze condities schatten we de kWh-kosten op 0.15 €/kWh . Variatie van de interne rentevoet van 6 naar 8 naar 10% resulteert in kosten van respectievelijk 0.131 , 0.15 en 0.17 €/kWh .

3 Toekomstige ontwikkelingen

3.1 Technische ontwikkelingen

Een groot gedeelte van de toekomstige kostenreducties voor CSP technologie zal door technische verbeteringen van de collector concepten en onderdelen tot stand komen. Technische verbetering is naast schaalvoordelen en productievolume een belangrijke drijver voor kostenreductie. De studies van Sargent en Lundy (2003) en DLR et al. (ECOSTAR, 2005) gebruiken we om aan te geven waar de meeste kostenreducties te verwachten zijn. We richten ons hierbij op de technologische ontwikkeling van met name de trogtechnologie, omdat deze gekozen is tot referentiecase.

Doordat er geen zonthermische krachtcentrales gebouwd zijn na 1991 zijn significante kostenreducties ook uitgebleven. Naarmate er meer capaciteit wordt neergezet en ervaring wordt opgedaan treden leereffecten op die kostendalingen bewerkstelligen. Sargent & Lundy verwachten dat meer dan de helft van de daling in kWh kosten voor trogsystemen gerealiseerd zal worden door technologische verbeteringen, 26% door volume productie en competitie en 20% door het opschalen van de CSP centrales (Sargent & Lundy, 2003). De benodigde investeringen voor het spiegelveld, power block en thermische opslag bepalen 90% van de totale directe kosten van een parabolische trog van 100 MW_e (Sargent & Lundy, 2003). De toekomstige ontwikkeling van deze componenten wordt achtereenvolgens besproken (uitsluitend voor de trogtechnologie).

3.1.1 Spiegelveld

De huidige kosten van een turnkey geïnstalleerd collectorveld liggen tussen de €200 en €250 per vierkante meter. Dit omvat de spiegels zelf, de absorber, de controle systemen en de buis waar de thermische vloeistof doorheen loopt. De kosten van het warmtetransportsysteem zelf komen uit op €30/m² (Nave, 2006). Realistische vooruitzichten geven aan dat kosten van minder dan €100 per vierkante meter bereikt kunnen worden (Muller-Steinhagen en Trieb, 2004). Op dit moment gaat de meeste aandacht uit naar de optimalisatie van de ondersteuningsconstructie rondom de spiegels door lichtere en minder materialen te gebruiken. S&L wijzen dit aan als de drijver achter kostenreductie van het spiegelveld (S&L, 2003). In het Andasol I project wordt het Eurotrough design toegepast, een nieuw design ondersteuningsconstructie die ook in de

ruimtetechnologie gebruikt wordt. Het gehele systeem heeft een lager gewicht en de spiegels zijn minder gevoelig voor vervorming (draaiing en buiging), wat de focussing ten goede komt. De kosten van voor het Eurotrough concept voor de eerste projecten in Zuid-Spanje zijn 206€/m², dit is inclusief HTF systeem en de installatie (Geyer et al., 2003). Latere projecten zullen uitkomen op minder dan 200€/m² (Luepfert et al., 2001).

3.1.2 Collector

In de CSP projecten die nu of op korte termijn gebouwd worden zien we dat de overstap van thermische olie naar gesmolten zout gemaakt wordt. Door gesmolten zouten te gebruiken in plaats van thermische olie kunnen hogere stoomtemperaturen bereikt worden (tot 500 °C) en hogere opslagtemperaturen. De voornaamste rendementswinst valt bij de turbine te halen, dat bij deze temperatuur tot ca. 41% kan oplopen, maar ook de verliezen in de thermische opslag wordt kleiner omdat er minder volume nodig is. Producenten van trogtechnologie zeggen dat nieuwe collectoren 20% efficiënter zijn dan de bestaande (Philibert, 2005). Daarnaast wordt er veel onderzoek gedaan naar een ander concept dat thermische olie uit kan bannen, namelijk door in de brandlijn van trogspiegels water direct te verhitten tot stoom. De stoom die de turbine drijft komt direct in het circuit terecht. Risico's van deze technologie bestaan erin in welke mate de materialen de hoge temperaturen en hoge druk van de waterdamp kunnen weerstaan (Stirzaker, 2006). Wanneer temperaturen van 550 °C (bij 100 bar) bereikt kunnen worden wordt een piekrendement van 23% verwacht. Een kostenreductie van 20-30% kan behaald worden wanneer in plaats van conventionele thermische olie directe stoomverhitting wordt toegepast.

3.1.3 Power block

Het power block bestaat uit de stoomturbine, generator, hulpmachinerieën, voedingswater en condensatiesystemen. De stoomturbine is een vrij uitontwikkelde technologie en daarom wordt niet verwacht dat technische ontwikkelingen een grote bijdrage zullen hebben in de kostendaling van CSP tot 2020. Er zijn nog een aantal mogelijkheden om de prestaties de stoomcyclus te verbeteren: warmterugwinning, verhogen van de stoomtemperatuur, vermindering van drukverliezen, gebruik maken van ORC-turbines (DLR, 2005). Een belangrijke factor voor kostenreductie van het power block is opschaling van deze technologie. Sargent en Lundy hebben een schaalfactor van 0.68 bepaald voor het power block, Sunlab rekent met een schaalfactor 0.7 voor de stoomcyclus. Wanneer directe stoomverhitting wordt toegepast kan volstaan worden met een simpeler concept voor de stoomturbine. Dit resulteert in 38% lagere

investeringskosten vergeleken met warmtetransport door middel van thermische olie of gesmolten zouten (DLR, 2005).

3.1.4 Thermische opslag

Alle geplande CSP projecten worden uitgerust met een opslagsysteem. Thermische opslag is op dit moment het meest innovatieve en daardoor meest risicovolle component van een CSP systeem. Door het toepassen van opslag kunnen de inkomsten geoptimaliseerd worden, omdat de productie toeneemt en tevens beter voorspelbaar is. Er bestaat niet één type opslagconcept dat het meest geschikt is voor alle CSP concepten. Het opslagsysteem wordt bepaald door parameters als het type warmtetransportvloeistof (HTF), temperatuur, druk en capaciteit. De opslag in vloeibare zouten domineert de korte termijn ontwikkelingen in Spanje (Andasol projecten, PS10). Deze technologie is succesvol getest in de projecten SolarOne en SolarTwo (torenconcepten) in de Verenigde Staten. Bovendien is er ervaring opgedaan met deze technologie in de procesindustrie. Opslag in gesmolten zouten is het beste opslagconcept voor projecten met gesmolten zouten als warmtetransportmedium. Dit type opslag voor trogsystemen resulteert in investeringskosten van 30-40 €/kWh. De verschillende typen opslag in vloeibare zouten geven kostenreducties tot 30% (DLR, 2005).

Op termijn verdient hoge temperatuur opslag in cement of gegoten keramiek voor trogsystemen met thermische olie als HTF, de voorkeur, omdat deze materialen goede mogelijkheden voor kostenreductie bieden (DLR, 2005). De verwachte investeringskosten zijn circa 20 €/kWh. Dit concept moet echter nog verder ontwikkeld en opgeschaald worden. De verwachte kostenreductie voor opslag in cement is meer dan 60% vergeleken met de huidige kosten. Dit concept zal naar verwachting binnen 5 jaar commercieel toegepast worden.

3.2 Economisch vooruitzicht

Er zijn de laatste jaren een aantal belangrijke studies uitgevoerd die mogelijke scenario's beschrijven voor de potentiële inzet van CSP systemen en gerelateerde elektriciteitskosten voor CSP: Sargent & Lundy (2003), het EU-ECOSTAR project DLR (2005), Athene scenariomodel DLR (2004), Enermodal (1999) en Kearney en Price (2005). De studie van Sargent en Lundy vormt de basis voor het EU-Ecostar project (2005) dat de technologische innovaties analyseert die ten grondslag liggen aan de mogelijke kostenreducties. Deze studies proberen ieder inzicht te geven in de kosten van elektriciteit uit CSP op de lange termijn.

De ervaring die inmiddels is opgedaan met 20 jaar exploitatie van 354 MW_e trogspiegels in de Verenigde Staten heeft een aantal belangrijke inzichten opgeleverd met betrekking tot de economische vooruitzichten voor CSP. De

huidige productiekosten van CSP elektriciteit komen uit op 10-15 €/kWh. Deze cijfers zijn afkomstig van de negen SEGS centrales in Amerika. De elektriciteitskosten voor de eerste 50 MW_e trogcentrales die in Spanje gebouwd (gaan) worden, wordt geschat op 17-18 €/kWh (DLR, 2005). De direct normale instraling (DNI) bepaalt in grote mate het verschil in productiekosten voor Europa (Spanje) en de Verenigde Staten. In de Verenigde Staten wordt een DNI van 2700 kWh/m²/jaar gehaald in Californië, in Zuid-Spanje is een DNI van 2000 – 2200 kWh/m²/jaar haalbaar.

Toekomstige kostenreducties voor elektriciteitsproductie uit zonthermische kracht centrales kunnen slechts gerealiseerd worden als er nieuwe CSP capaciteit wordt neergezet en operationele ervaring wordt opgedaan. Bovengenoemde studies hanteren verschillende benaderingen om de toekomstige ontwikkeling van zonthermische centrales te analyseren. Uit deze studies komen twee methodes naar voren om de kosten voor elektriciteit op de lange termijn te schatten: de leercurve methode en de engineering methode. In de studie van Sargent & Lundy en het ECOSTAR project worden kostenreducties geschat op basis van bestaande informatie over kosten en performance (SEGS centrales) en verwachte toekomstige innovaties. Het Athene model en de Enermodal studie benaderen de technologische ontwikkeling van zonthermische krachtcentrales vanuit een leercurve perspectief. Toekomstige elektriciteitskosten worden geschat op basis van de implementatie van deze technologie.

In dit hoofdstuk worden beide benaderingen toegepast op de referentiecentrale uit hoofdstuk 2 en worden de productiekosten over 20 jaar bepaald.

3.2.1 Leercurve methode

Leercurves geven op een kwantitatieve wijze de relatie weer tussen de kosten van een technologie en de cumulatieve productie of het gebruik ervan. Voor een groot aantal technologieën, maar ook industrieën, zijn leercurves opgesteld. Een belangrijke functie van de leercurves is het gebruik voor verwachting over perspectieven voor verbetering van de technologie onder studie. Analyse deze vooruitzichten kan belangrijk zijn bij het ontwikkelen van implementatiestrategieën. Voor CSP is een leercurve opgesteld door DLR (2004) binnen de Athene studie¹⁹. Het Athene model geeft een scenario voor de ontwikkeling van CSP waarbij in de periode 2005 tot 2025 wereldwijd 42 GW_e CSP capaciteit neergezet wordt. Er wordt hierbij geen onderscheid gemaakt tussen het trog- of torenconcept.²⁰ De bijbehorende investering- en elektriciteitskosten worden geschat door op basis van het leercurve concept. In Tabel 3-1 staan de aannames weergegeven voor verbetering van het rendement, leereffecten van de

¹⁹ Scenario Model "Athene"

²⁰ 5000 MW in 2015, 15000 MW in 2020

componenten en de schaalvoordelen. De leercurve die hieruit volgt laat zien dat bij 40 GW_e geïnstalleerde CSP capaciteit de elektriciteitskosten dalen tot 5 €/kWh. De bijbehorende progress ratio is 0.86. Dit betekent dat bij iedere verdubbeling van de geïnstalleerde capaciteit de elektriciteitskosten dalen met 14%. Wanneer de leercurve opgezet wordt op basis van cumulatieve elektriciteitsproductie wordt 5€/kWh bereikt bij een cumulatieve productie van 400 TWh per jaar. De bijbehorende progress ratio is 0.88; bij een verdubbeling van de elektriciteitsproductie dalen de geannualiseerde elektriciteitskosten met 12%. De leercurve methode identificeert niet aan waar innovaties te verwachten zijn, dit wordt wel gedaan door de engineering methode.

Tabel 3-1 Parameters in Athene studie (DLR, 2004)

Factor	Nu	2025
Rendement	13.2%	17.0%
Leereffecten	Collectorkosten (oppervlakte gerelateerd): PR=0.9 Thermische opslag (tot 12 uur): PR = 0.88 Stoomcyclus: van 850 €/kW tot 740 €/kW, PR = 0.94	
Schaalvoordelen	Schaalfactor van 0.85 (tot 200 MWe)	
O&M kosten	Dalen evenredig met de investeringskosten (2.5% van investeringskosten)	

kWh-kosten referentiecentrale over 20 jaar

De progress ratio van 0.88 op basis van opgewekte elektriciteit is gebruikt om de kosten van CSP over 20 jaar te benaderen. Uitgangspunten hierbij zijn een marktgroei van 25% per jaar en huidige productiekosten in Zuid-Spanje van 0.175€/kWh en Noord-Afrika van 0.15 €/kWh voor de referentiecentrale zoals deze is vastgesteld in hoofdstuk 3. Een marktgroei van 25% per jaar wordt zeker mogelijk geacht, mits er voldoende aan marktstimulering gedaan wordt. Dit blijkt ook wel uit de situatie in Spanje, waar de CSP-initiatieven als paddestoelen uit de grond schieten met de invoering van een aantrekkelijk terugleveratief.

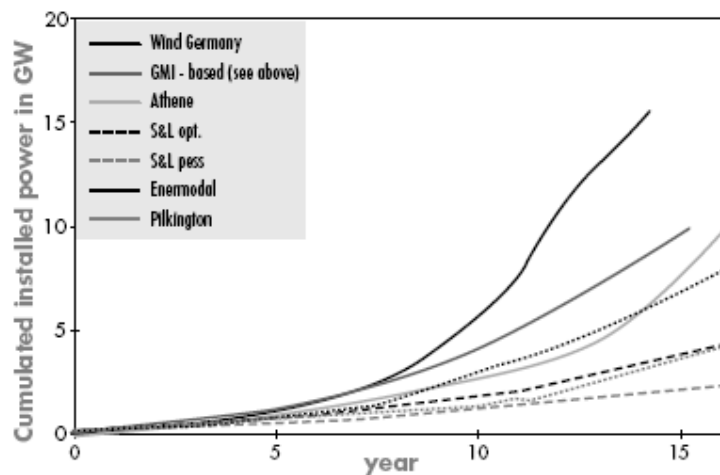
Bij een wereldwijde CSP-capaciteit van 31 GW_e in 2026 (25% groei per jaar), dalen de kosten dalen tot 0.075€/kWh in Zuid-Spanje (uitgaande van 0.175€/kWh nu) en 0.066 €/kWh in Noord-Afrika (uitgaande van 0.15 €/kWh nu).

De vraag is echter of bij voortschrijdende marktgroei de Progress Ratio langdurig op het niveau zal blijven waar het nu is. Zolang er nog voldoende perspectief voor technologische ontwikkeling is zal dit wel zo zijn. Om een vergelijking te maken: de Progress Ratio voor PV-technologie is al ruim 20 jaar lang ongeveer 0.80, bij een gerealiseerd vermogen van 3.7 GW. Zo'n lage PR is een indicatie dat er nog veel technologische vooruitgang geboekt wordt. Bij CSP is gebleken dat deze technologische vooruitgang minder hard gaat (uitgaande van de PR), maar ook voor deze technologie zijn de perspectieven voor technologische verbetering aanwezig

zoals hoofdstuk 4.1 laat zien. Dit geldt voor alle soorten CSP-technologie: voor zowel de parabolische trog, het torenconcept als het schotelconcept.

3.2.2 Engineering methode

Sargent & Lundy berekenen de productiekosten per kWh op basis van twee scenario's voor de CSP capaciteit die tot 2020 geïnstalleerd wordt. S&L's eigen schattingen gaan uit van een conservatief implementatiebeleid en beperkte technologische vooruitgang, SunLab's ramingen verwachten dat de CSP technologie wordt geoptimaliseerd en een agressief implementatiebeleid gevoerd wordt (zie figuur 3.1). Het conservatieve scenario is afkomstig van S&L zelf, het progressieve scenario is ontwikkeld door SunLab, maar wel gebruikt in de S&L studie. Er voor zowel het trogconcept als het torenconcept een afzonderlijk scenario opgesteld. Dit resulteert in verdergaande implementatie en kostenreductie van CSP in het scenario van SunLab. De kostenreducties worden bepaald op basis van technologische innovaties die de afgelopen tien jaar gedaan door voortgaande R&D inspanningen en voorspellingen over toekomstige technische ontwikkelingen. In onderstaande tabel is de geïmplementeerde capaciteit en bijbehorende productiekosten weergegeven (S&L, 2003).



Source: Authors.

Figuur 3-1 Overzicht van de aannames betreffende marktontwikkeling van de CSP technologie (GEF, 2006)

Tabel 3-2 Toekomstige geannualiseerde elektriciteitskosten (LEC) voor zonthermische elektriciteit (S&L, 2003)

	Huidige kosten	Sargent & Lundy	Cumulatieve capaciteit	SunLab	Cumulatieve capaciteit
Eenheid	\$ct/kWh	\$ct/kWh	GW _e , 2020	\$ct/kWh	GW _e , 2020
Trog	10	6.2	2.8	4.3	4.9
Toren	14	5.5	2.6	3.5	8.7

kWh-kosten referentiecentrale over 20 jaar

Kostenreductie is op alle fronten nodig, maar met name de zonnecollector zal fors (50%) goedkoper moeten worden, omdat deze zo'n groot deel van de investeringskosten uitmaakt. Voor de parabolische trog, op de eerder genoemde locatie in Noord-Afrika, mits kosten van €100/m² voor het collectordeel bereikt kunnen worden, en ook voor de andere onderdelen kostenreducties bereikt kunnen worden door technologieverbetering, schaalvergroting en volumeproductie, zijn kWh-kosten van 0.078€/kWh mogelijk. De parameters hiervoor zijn opgenomen in de bijlage.

Het parabolische trogconcept, waarbij het licht op een cilindrische buis gefocuseerd wordt, zal naar verwachting een jaarrendement van maximaal 17 à 18% kunnen bereiken. Bij het torenconcept en schotelconcept wordt het licht in een klein volume geconcentreerd, waardoor minder verlies in de absorber optreedt, hogere temperaturen bereikt kunnen worden en daarmee een hoger rendement van de daaraan gekoppelde thermodynamische cyclus. Hiermee kan naar schatting een jaarrendement van maximaal 25% voor het torenconcept en 23% voor het schotelconcept bereikt worden. Met een jaarrendement van 25%, en de overige parameters hetzelfde (zie tabellen 5 en 6), zou een kostenniveau van circa 0.065€/kWh bereikt kunnen worden.

Tabel 3-3 Parameters voor outlook parabolische trog in 2026 (500 MW)

Parameter	Grootheid
DNI	2400 kWh/m ²
Jaarrendement	17.5%
Turbinerendement	41%
Collectoroppervlak	533.000 m ²
Thermische opslagcapaciteit	876 MWh _{th}
Benuttinggraad thermische opslag	80%
Zonnecollectorkosten	€100/m ²
Stoomturbine	€540/kW _e
Thermische opslag	€12/kWh _{th}

Parameter	Grootheid
Landkosten	€2/m ²
Opslag engineering en montage	15% van investeringskosten
Operationele – en onderhoudskosten	€3.300.000/jaar
Gasprijs	€0.15/m ³
Afschrijftijd	25 jaar
Rentevoet	8%
Verzekeringspremie	1%
Geannualiseerde productiekosten	€0.078/kWh

Tabel 3-4 Parameters voor outlook van het torenconcept in 2026 (500 MW)

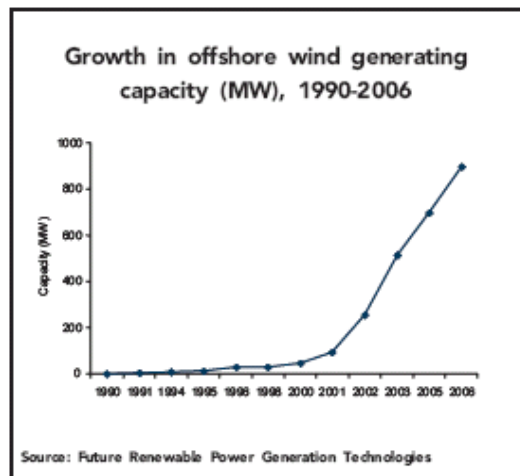
Parameter	Grootheid
DNI	2400 kWh/m ²
Jaarrendement	25%
Turbinerendement	50%
Collectoroppervlak	374.000 m ²
Thermische opslagcapaciteit	719 MWh _{th}
Benuttinggraad thermische opslag	80%
Zonnecollectorkosten	€100/m ²
Stoomturbine	€540/kW _e
Thermische opslag	€12/kWh _{th}
Landkosten	€2/m ²
Opslag engineering en montage	15% van investeringskosten
Operationele – en onderhoudskosten	€3.100.000/jaar
Gasprijs	€0.15/m ³
Afschrijftijd	25 jaar
Rentevoet	8%
Verzekeringspremie	1%
Geannualiseerde productiekosten	€0.065/kWh

3.3 Vergelijking CSP met wind

Om de kosten voor CSP in perspectief te plaatsen met andere duurzame energieopties wordt een vergelijking gemaakt met de ontwikkeling en kosten van (offshore) windenergie. Een uitvoerige bespreking van PV wordt achterwege gelaten omdat de perspectieven van deze technologie al zeer goed gedocumenteerd zijn in verschillende PV-Roadmaps (o.a. die van Holland Solar). Elektriciteit uit wind heeft al een veel langer ontwikkelingstraject achter de rug dan CSP. De eerste

commerciële windturbines werden neergezet in 1980 en in 2004 werd een cumulatief vermogen van 47 GW bereikt. Opschaling van de eerste windturbines van ca. 50 kW (in 1980) tot 5 MW (in 2003) heeft naast technologische innovaties en marktgroei geleid tot significante kostenreducties. Op gunstige locaties (met veel wind) kan wind op land concurreren met conventionele elektriciteit. Voor offshore wind is dit nog niet het geval, zeker niet op diepere locaties.

Vanaf 1994 tot nu wordt een cumulatieve groei van de internationale windmarkt (onshore en offshore) gerealiseerd van ongeveer 30% per jaar. Bovendien groeit de capaciteit die jaarlijks wordt neergezet ook nog (met circa 16%) (EWEA, 2005). De laatste ontwikkelingen in de windtechnologie betreffen niet zozeer de onshore windtechnologie maar worden gedreven door de opkomst van de offshore wind markt. De eerste offshore windturbines werden begin jaren '90 neergezet, maar er was nog geen sprake van grote windparken zoals we deze nu kennen. Eind 2005 werd in Europa 600 MW geïnstalleerd vermogen bereikt (Martinot, 2005). De investeringskosten van de eerste offshore windturbines in de jaren '90, eigenlijk aangepaste landturbines, waren circa 2500 €/kW. De huidige investeringskosten zijn gedaald tot 1800-2200 €/kW (ECN, 2006). Elektriciteit uit offshore wind is nog ruim twee tot drie keer zo duur (10-12 €/kWh in 2006) als conventionele elektriciteit, maar het potentieel voor kostenreducties is groot. Op basis van inschatting van kostenreducties van de turbine, netkoppeling, fundering en installatie worden elektriciteitskosten bepaald van 4-5 €/kWh in 2020. Voor het turbinegedeelte van offshore windparken wordt een PR gebruikt van 81-85% (Junginger, 2005). Scenario's voor windenergie op de Noordzee geven hogere elektriciteitskosten van 6-9 €/kWh in 2020 en 5-8 €/kWh in 2025. Er wordt hier uitgegaan van een conservatievere progress ratio van 0.90-0.94 en hogere investeringskosten van de turbine. Deze range in kosten geeft al aan dat de onzekerheden zodanig zijn dat op basis hiervan geen sprake is van significante verschillen.



Figuur 3-2 Groei van de offshore windmarkt, 1990-2005 Source: (Breeze, 2006)

3.4 CSP en Clean Development Mechanism (CDM)

Een van de mogelijkheden om de economische perspectieven voor CSP op korte termijn te verbeteren kan zijn om CSP projecten op te zetten als CDM project. Tot op heden is er geen CSP centrale ontwikkeld als CDM project. Wil een CSP centrale kans maken om als CDM project ontwikkeld te worden dan moet voldaan worden aan een aantal eisen. De meest belangrijke criteria waaraan een CDM project moet voldoen zijn:

- Het project moet leiden tot reductie van broeikasgasemissies
- Het project moet additioneel zijn ten opzichte van een 'business as usual' situatie
- Het project moet bijdragen aan duurzame ontwikkeling

Voor projecten die elektriciteit produceren wordt de hoeveel gereduceerde broeikasgasemissies bepaald door het aantal KWh te vermenigvuldigen met een gemiddelde emissiefactor van de elektriciteitssector van het elektriciteitsnet waaraan het project de elektriciteit levert. De emissiereducties zijn dus hoog in een land met een hoog aandeel kolen en laag in een land met een hoog aandeel waterkracht. Een project is additioneel als het project niet zou hebben plaats gevonden in afwezigheid van het CDM-mechanisme.

CDM-projecten kunnen alleen ontwikkeld worden in non-Annex-I landen die het Kyoto-Protocol hebben ondertekend. In alle landen in Noord-Afrika waar op dit moment een groeiende aandacht is voor CSP (Algerije, Marokko en Egypte) hebben Kyoto geratificeerd en zijn in principe geschikt voor de ontwikkeling van CDM projecten.

Om aan te geven in hoeverre de rentabiliteit van een CSP centrale verbetert wanneer CDM als financieringsmechanisme ingezet wordt is een simpele berekening uitgevoerd. De gerealiseerde gecertificeerde emissiereducties (CERs) worden verkocht tegen een prijs van CO₂ die varieert van 10 tot 40 €/ton CO₂. Deze 'extra' inkomsten worden in mindering gebracht op de geannualiseerde productiekosten om een idee te krijgen welk effect CDM heeft op het financiële plaatje. Er wordt vanuit gegaan dat er per kWh geproduceerd met CSP, 500 gr CO₂ bespaard wordt. Dit is een conservatieve aanname en niet gebaseerd op landspecifieke informatie over de gemiddelde uitstoot van een elektriciteitspark. Op basis van bovenstaande aannames resulteert de verkoop van de CERs in extra inkomsten van 1 à 2 €/kWh voor de CSP centrale geplaatst in Noord-Afrika met huidige productiekosten van 13.3 €/kWh. Het project concurreert niet met elektriciteit uit fossiele bronnen, maar kan wel een extra impuls geven om CSP projecten voor investeerders aantrekkelijker te maken.

4 Conclusies

CSP-technologie is rijp voor de markt. Er worden momenteel commerciële centrales gebouwd in Spanje. Van de drie technologieën voor het concentreren en absorberen van het zonlicht, te weten de parabolische trog, de toren met heliostaten en de schotel, is de parabolische trog momenteel het meest marktrijp. Een kostprijs van 0.175€/kWh, gebaseerd op alleen zon (zonder aardgasbijdrage), is momenteel in Zuid-Spanje haalbaar. In Noord-Afrika, voor gebieden met betere instralingcondities en aanwezigheid van koelwater, worden de kosten op 0.15€/kWh geschat. Met 20 jaar kostenreductie door technologieverbetering, schaalvergroting en marktvolumevergroting (tot 31 GW cumulatief in 2026, 25% per jaar) zijn kostprijzen van 0.06 – 0.08€/kWh mogelijk. Een dergelijke marktgroei is zeker mogelijk, mits de markt voldoende gestimuleerd wordt. Illustratief hiervoor is de situatie in Spanje, waar met de invoering van een gunstig teruglevertarief (tot 0.21/€kWh) de centrales (of in ieder geval de plannen daarvoor) als paddestoelen uit de grond rijzen. Ook beschikbaar landoppervlak is in Noord-Afrika in ruime mate aanwezig. Met grootschalige toepassing van CSP zal op een gegeven moment waarschijnlijk wel uitgeweken moeten naar gebieden waar met luchtkoeling gewerkt zal moeten worden. Dit verhoogt de kWh-kosten met ca. 10%.

De Europese CSP-Roadmap acht een kostenreductie van 55 à 65% in vijftien jaar haalbaar. Dit zou uitkomen op kosten van 0.06 - 0.08 €/kWh voor Zuid-Spanje en 0.05 - 0.07 €/kWh voor onze locatie in Noord-Afrika.

Vergelijking van de CSP-kosten op langere termijn (0.06 - 0.08 €/kWh) in deze analyse met die van offshore wind op langere termijn (0.04-0.05 €/kWh) levert een voordeel van ca. 30% (ruim 0.02 €/kWh) voor offshore wind. Bij de interpretatie van dit verschil dienen de volgende zaken niet uit het oog verloren te worden:

- Offshore wind bevindt zich in een verder gevorderd stadium van ontwikkeling en markt (47 GW vs. 0.4 GW) dan CSP. Dit maakt een kostenvergelijking minder betrouwbaar. Offshore wind kost nu 0.10-0.12 €/kWh, terwijl voor CSP extrapolatie van de huidige ontwikkelingen al lagere kosten oplevert bij een geïnstalleerd vermogen van 31 GW.
- In deze kosten is het vermogen van deze technologieën om in de piek te leveren niet verdisconteerd. Een CSP-centrale met voldoende thermische opslag, aangevuld met gasbijstook, kan altijd in de piek leveren. Dit zorgt ervoor dat de economische haalbaarheid van CSP-centrales bij een hogere kWh-kostprijs al bereikt wordt.

- CSP-centrales kunnen alleen geplaatst worden in gebieden met veel directe instraling (in ieder geval onder de 40° Noorderbreedte). De afstand tot Nederland is dus altijd groot.

De algemene conclusie is dat CSP een vorm van duurzame energie is die zich in beginsel bewezen heeft en belofte heeft voor de toekomst. Potentieel voor significante kostendaling is aanwezig, voldoende om de concurrentie aan te gaan met andere duurzame-energie bronnen en met fossiele bronnen met meenemen van milieu-heffingen.

In deze studie is niet onderzocht wat Nederlandse partijen aan de ontwikkeling van CSP zouden kunnen bijdragen in termen van techniekontwikkeling en export van componenten. Wel dient opgemerkt dat er momenteel nog zeer weinig spelers op de markt zijn die de zonnecollectortechnologie (dus spiegels en absorber) aanbieden. Er is dus bij marktvergroting zeker plaats voor meer spelers, wat ook prijsdaling tot gevolg zal hebben.

Ook is niet gekeken naar spin-off effecten van de CSP-technologie voor andere sectoren. Interessante toepassingen van thermische opslag zijn denkbaar in de industrie, waar overigens in Nederland wel aan gewerkt wordt (ECN). Voorbeelden van het gebruik van warmteopslag in de industrie zijn het terugwinnen van warmte bij batchprocessen, of het ontkoppelen van de warmtevraag van de elektriciteitsvraag bij warmtekrachtkoppeling (WKK).

Referenties

Bockamp, S., T. Griestop, M. Fruth, M. Ewert, H. Lerchenmüller, M. Mertins, G. Morin, A. Häberle, J. Dersch (2003) "Solar Thermal Power Generation", gepresenteerd op Power-Gen Europe 2003, Düsseldorf, Duitsland.

Breeze, P. (2006): Future renewable power generation technologies, The future costs, impact and growth of green energy, Business Insights Ltd.

DLR-Nachrichten, Magazine gepubliceerd door DLR, Speciale uitgave over zonthermisch onderzoek, januari 2005.

DLR - German Aerospace Center, (2005): Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Commissioned by: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Germany. Final Report, Chapter 7 Environmental Impacts of MED-CSP Scenario, pp 159-174.

DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., WI - Wuppertal Institut für Klimat, Umwelt und Energie, FhG-ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2003): SOKRATES Projekt - Arbeitspaket 1: Finanzierungs-instrumente für die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Das Szenariomodell ATHENE.

ECN (2006): Een Nederlandse strategie voor offshore windenergie: scenario's en uitgangspunten. Presentatie door L. Beurskens en A. Wakker, We@Sea workshop, Amsterdam, 29-06-2006

Europese Commissie (2005) "European Research on Concentrated Solar Thermal Energy - Project Synopsis", Brussel, België.

Greenpeace International (2005): Concentrating Solar Power – Now! Greenpeace, ESTIA, IEA SolarPACES Implementing Agreement.

Hofman, Y, D. de Jager, E. Molenbroek, F. Schillig, M. Voogt (2002): The potential of solar electricity to reduce CO2 emissions. By order of the IEA Greenhouse Gas R&D program, Ecofys, Utrecht, The Netherlands.

Luepfert, E., M. Geyer, W. Schiel, A. Esteban, R. Osuna, E. Zarza and P. Nave, (2001) “Eurotrough design issues and prototype testing at PSA”, *Proceedings of Solar Forum 2001*, Solar Energy: The Power to Choose, April 21-25, 2001, Washington, DC.

Martinot, E. (Lead Author), (2005): Renewables 2005, Global Status Report 2005, Paper geschreven voor REN21 Network by the Worldwatch Institute.

Müller-Steinhagen, H, Trieb, F. (2004) “Concentrating solar power, A review of the technology, part 2: Perspectives”, *Ingenia*, kwartaaluitgave van de Royal Academy of Engineering, mei/juni 2004.

Nava, P. (2006), Persoonlijke Communicatie, September 2006.

Philibert, C. (2005): The present and future use of solar thermal energy as a primary source of energy, International Energy Agency, Paris, France.

Sargent & Lundy, (2003): “Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts” SL-5641, Chicago, IL, USA, May 2003

Sargent & Lundy (2006) “Study of Potential Mohave Alternative/Complementary Generation Resources”, Pursuant to CPUC Decision 04-12-016, SL-008587, februari 2006, pagina 136-137.

SolarPaces (2003) “Report on the SolarPaces START Mission to Algeria”, bewerkt door: Michael Geyer, September 14-18, 2003.

Stoddard, L., J. Abiecunas, R. O’Connell (2006) “Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California”, Mei 2005 – April 2006.

Trieb, F. en Milow, B. (2000): State of the Art 2000 - Solar Thermal Power Plants. German Aerospace Centre (DLR) Stuttgart/Cologne.

Zarza, E., Valenzuela, L., Leon, J., Weyers, H.-D. Eickhoff, M.; Eck, M., Hennecke, K. (2001): The DISS-project: Direct Steam Generation in parabolic troughs – operation and maintenance experience and update on project status, *Proceedings of Solar Forum 2001*, April 21st – 25th , Washington D.C.

Bijlage I: Transmissie elektriciteit

In hoofdstuk 3 zijn geen transmissiekosten voor de elektriciteit van de referentie CSP-centrale meegenomen. Dit is gedaan omdat bij de locatie waarvoor gekozen is (Kuraymat, 90 km ten zuiden van Cairo, Egypte) hoogspanningsleidingen aanwezig zijn. Bij ongunstiger locaties zullen deze kosten wel meegenomen dienen te worden. Het is lastig om hier in zijn algemeenheid iets over te zeggen. De belangrijkste factoren zijn de afstand tot het dichtstbijzijnde invoedingspunt, het te transporteren vermogen en de afstand tot de locatie waar het vermogen uiteindelijk verbruikt wordt. Deze factoren bepalen de investeringskosten en de verliezen die zullen optreden bij gebruik.

Om een voorbeeld te noemen: stel dat de referentiecentrale van 50 MW 50 km van het dichtstbijzijnde invoedingspunt gelegen is, zullen de investeringskosten met ca. 13 miljoen Euro toenemen. In dat geval zouden de geannualiseerde kWh-kosten volgens ons eenvoudige model 0.007€/kWh bedragen. Dit laat zien dat de afstand tot het net (vooral voor relatief kleine vermogens als 50 MW) zeker meespeelt, en dat het dus niet loont om een locatie met hoge DNI te zoeken die ver verwijderd van het net is. Dit zal in de praktijk sowieso niet gauw gebeuren.

Bij hoge penetratiegraad van CSP zullen de transmissiekosten die aan één centrale toegeschreven kunnen worden dalen. Voor centrales in Europa bedragen de transmissiekosten grofweg 0.002 -0.003 €/kWh.

Indien het opgestelde CSP-vermogen zo groot wordt dat deze niet meer in Noord-Afrika zelf geconsumeerd kunnen worden, dan zullen DC-transportleidingen naar Europa aangelegd moeten worden. Dit zal naar huidige schattingen 0.01 à 0.02 €/kWh kosten. Hierbij dient wel opgemerkt te worden dat deze kostenschattingen gemaakt zijn op basis van vrij globale studies die meer economisch dan technisch van aard zijn. Het verdient aanbeveling hier nader onderzoek aan te wijden.