SCHRIFTENREIHE
ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Materialien

November 2015

Solarthermische Kraftwerke

Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“

Robert Pitz-Paal | Peter Elsner (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impressum

Herausgeber
Prof. Dr. Robert Pitz-Paal
Direktor Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Solarforschung
Linder Höhe
51147 Köln
E-Mail: Robert.Pitz-Paal@dlr.de

Prof. Dr. Peter Elsner
Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Joseph-von-Fraunhofer-Straße 7
76327 Pfinztal
E-Mail: peter.elsner@ict.fraunhofer.de

Reihenherausgeber
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Residenz München, Hofgartenstraße 2, 80539 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1 , 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Koordinierungsstelle
Dr. Ulrich Glotzbach
Leiter der Koordinierungsstelle Energiesysteme der Zukunft
Pariser Platz 4a, 10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 32
E-Mail: glotzbach@acatech.de

Koordination / Redaktion
Dr. Berit Erlach, acatech
Benedikt Lunz, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch, Karlsruher Institut für Technologie

Gestaltung und Satz
Annett Eichstaedt, Karlsruhe
unicommunication.de, Berlin

Das Akademienprojekt
Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.

Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

acatech
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

UNION
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Inhalt

Inhalt 3
Abkürzungen 4
Einheiten 5
Methodik und Arbeitsweise 6
1 Beschreibung 8
2 Technische und ökonomische Daten 11
3 Interdisziplinäre Beurteilung 21
4 Relevanz/State of the Art/Marktverfügbarkeit 27
5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf 28
6 Anhang 32
Literatur 36
Über das Akademienprojekt 40

Abkürzungen

BoB	Beobachten ohne zu bewerten
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CSP	Concentrated Solar Power, Konzentrierte Solarthermie
Dii	Desertec Industrie Initiative
DNI	Direct Normal Irradiation
EE	Erneuerbare Energien
EPEX SPOT	European Power Exchange
EU	Europäische Union
EVS	Energieversorgungssystem
GuD	Gas-und-Dampf (Kraftwerk)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA	International Energy Agency
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment, Lebenszyklusanalyse
MENA	Middle East & North Africa
NIMBY	Not In My Back Yard
ORC	Organic Rankine Cycle
PPA	Power Purchase Agreement
PCM	Phase change materials, Phasen-Wechselmaterialien
PV	Photovoltaik
TSO	Transmission System Operator, Übertragungsnetzbetreiber

Einheiten

a	Jahr
°C	Grad Celsius
$	Dollar
€	Euro
GW	Gigawatt
g	Gramm
h	Stunde
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kW h	Kilowattstunde
kWe	Kilowatt elektrisch
$(kW\ h)_t$	Kilowattstunde thermisch
l	Liter
m	Meter
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
min	Minute
MW	Megawatt
$(MW\ h)_e$	Megawattstunde elektrisch
$(MW\ h)_t$	Megawattstunde thermisch
TW	Terrawatt
W	Watt

Methodik und Arbeitsweise

Dieser Steckbrief entstand im Rahmen der Ad-hoc-Arbeitsgruppe *Flexibilitätskonzepte* des Akademienprojektes *Energiesysteme der Zukunft (ESYS)*. Er dokumentiert die Ergebnisse der Fachgruppe *Solarthermische Kraftwerke*.

Die Ad-hoc-Arbeitsgruppe *Flexibilitätskonzepte* hat analysiert, wie die Stromversorgung im Jahr 2050 mit einer CO_2-Einsparung gegenüber 1990 von 80 bis 100 Prozent gestaltet werden könnte. Dabei lag der Fokus darauf, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Für verschiedene Szenarien wurde untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch sogenannte Flexibilitätstechnologien – flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau – ergänzt werden kann. Hierbei war es das Ziel, sämtliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität zu erfassen und zu charakterisieren, um deren Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen im Jahr 2050 zu identifizieren.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis zu erhalten, wurde ein breiter Konsultationsprozess mit Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft durchgeführt. In zehn Fachgruppen wurden die verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität analysiert und einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen.

Die Fachgruppen bearbeiteten folgende Themenkomplexe:

- Windkraftanlagen
- Photovoltaik
- Bioenergie
- Solarthermische Kraftwerke
- Geothermische Kraftwerke
- Konventionelle Kraftwerke
- Energiespeicher
- Demand-Side-Management im Strommarkt
- Demand-Side-Management im Wärmemarkt
- Stromnetze

Der Stand der Technik und die Entwicklungspotenziale für die Zeithorizonte 2023 und 2050 sowie der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurden soweit wie möglich erfasst. Als Basis für die Modellrechnungen, die für die anschließende Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*[1] durchgeführt wurden, wurden Technologieparameter wie zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade geschätzt. Außerdem wurden Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Materialverfügbarkeit und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts zur Umsetzung der verschiedenen Technologien diskutiert und mithilfe einer Ampelsystematik bewertet. Das Bewertungsschema ist in Tabelle 1

[1] Elsner et al. 2015.

dargestellt. Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung wurden als Diskussionsgrundlage verwendet, um die Parametersätze für die Modellrechnungen zu definieren.

	Materialverfügbarkeit	Gesellschaftliche Akzeptanz	Energiewirtschaftsrecht inkl. Regulierung	Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	Technologie
	Verfügbarkeit so hoch, dass Einsatz nicht limitiert ist. Keine Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich	Hohe Akzeptanz: Weder lokal noch national sind Einwände zu erwarten	Kein Handlungsbedarf, entwickelt sich im bestehenden Rechtsrahmen gut	Keine Konflikte erkennbar	Die Technologie ist bereits heute weit entwickelt und großtechnisch einsetzbar. Es besteht ausreichend Betriebserfahrung.
	Verfügbarkeit vorhanden, aber Maßnahmen zur langfristigen Sicherung erforderlich (zum Beispiel kontinuierliche Innovationsanstrengungen wie Exploration, Verbesserung der Akzeptanz, politische Maßnahmen)	Generell hohe Akzeptanz: Geringe Einflussfaktoren sind möglich, die bei der Umsetzung der Technik Beachtung finden sollten.	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Die Technologie ist weit entwickelt. Mehrjährige erfolgreiche Betriebserfahrung mit Demonstrationsanlagen unter realistischen Bedingungen
	Unter bestimmten Umständen könnte die Verfügbarkeit kritisch werden, erhebliche Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich. Recycling jenseits des Energieoptimums notwendig	Akzeptanz regional/lokal fraglich. Umfangreiche Aufklärung erforderlich. Verantwortliche müssen Akzeptanzprobleme beachten	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze notwendig	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze ohne Absenkung von Standards notwendig	Keine Erfahrung mit großtechnischen Anlagen, Erhebliche F&E-Anstrengungen sind bis zur großtechnischen Umsetzbarkeit erforderlich
	Verfügbarkeit kritisch, so dass Alternativtechnologien in Erwägung gezogen werden müssen, wenn es nicht gelingt, die Verfügbarkeit erheblich zu verbessern	Akzeptanz gering. Um Technik in relevantem Umfang einzusetzen, sollte Bevölkerung in Entscheidungsfindungsprozess eingebunden werden	Umfangreiche Änderungen erforderlich, die möglicherweise nicht umsetzbar sind	Umsetzung der Technologie bei umfassender Überarbeitung des Bau-, Umwelt- oder Immissionsschutzrechts in Europa möglich, Absenkungen von Standards notwendig	Technologie in frühem Entwicklungsstadium. Auch mit größeren F&E-Anstrengungen ist die großtechnische Umsetzbarkeit 2050 ungewiss
	Verfügbarkeit so gering, dass Technologie nicht in relevantem Umfang einsetzbar ist	In Deutschland nicht (mehr) durchsetzbar	Für einen Betrieb der Technologie notwendiger Rechtsrahmen aus heutiger Sicht nicht möglich oder sinnvoll	Für einen Betrieb der Technologie notwendige Veränderungen des Rechtsrahmens aus heutiger Sicht nicht möglich	Großtechnische Umsetzbarkeit bis 2050 unwahrscheinlich

Tabelle 1: Bewertungsschema für die interdisziplinäre Betrachtung jenseits der technisch-ökonomischen Bewertung in einem Ampelschema mit fünf Abstufungen von grün bis rot[2]

Die gleichnamigen *Steckbriefe* stellen das Ergebnis der Datenerhebung und Technologiebewertung durch die Fachgruppen von Mai bis November 2014 dar. Im Rahmen einer dreitägigen Klausurtagung vom 02. bis 04. Dezember 2014, an der die Leiter der Fachgruppen teilnahmen, wurden die Ergebnisse der Fachgruppen vorgestellt und diskutiert. Darauf basierend wurde der Satz an Flexibilitätstechnologien, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden, ausgewählt, und die Modellierungsannahmen (zum Beispiel Wirkungsgrade, Kosten) wurden festgelegt. Im Sinne der Konsistenz wurde dabei für die Modellrechnungen teilweise von den in den Steckbriefen dargestellten Zahlenwerten abgewichen. Der vollständige Satz an Modellierungsparametern ist im Anhang der Analyse[3] dokumentiert.

Die Steckbriefe stellen eine von Expertinnen und Experten erstellte Datensammlung für Technologien im Energiesystem dar. Diese richtet sich unter anderem an Energiesystem-Modellierer, denen sie als Grundlage für die Darstellung verschiedener Technologien im Modell dienen kann. Außerdem stellen

[2] Auch bei hoher Materialverfügbarkeit (dunkelgrün, hellgrün) ist das Recycling von Metallen sinnvoll, da es energetisch günstiger ist als die Primärgewinnung, außer wenn die Metalle in höchst komplexen Materialien mit anderen Metallen vermischt sind. Bei schlechterer Verfügbarkeit (gelb, orange) ist Recycling auch bei niedrigen Konzentrationen und komplexer Vermischung sinnvoll (vgl. Wellmer/Herzig 2016).

[3] Elsner et al. 2015.

sie dem Fachpublikum Hintergrundinformationen zur Herleitung der Parameter für die in der Ad-hoc-Gruppe durchgeführten Modellrechnungen zur Verfügung, um diese nachvollziehbar zu machen.[4]

1 Beschreibung

In solarthermischen Kraftwerken werden konzentrierende Kollektoren dazu verwendet, die Hochtemperaturwärme für den Kraftwerksblock bereitzustellen. Dies kann in Ergänzung zum fossilen Betrieb geschehen oder diesen vollständig ersetzen. Optische Systeme können nur die direkte Sonnenstrahlung konzentrieren und müssen der Sonne nachgeführt werden, um eine ausreichend hohe Konzentration zu erreichen. Da dies einen gewissen Wartungsaufwand darstellt, wird diese Technik vor allem in großen zentralen Anlagen im Sonnengürtel der Erde eingesetzt. Die Konzentration des Sonnenlichts erfolgt durch Spiegel, die das Licht auf einen Wärmeübertrager konzentrieren, welcher die absorbierte Energie an ein Wärmeträgerfluid überträgt.

Solarthermische Kraftwerke können anhand der unterschiedlichen Anordnung ihrer Konzentratorspiegel differenziert werden (siehe Abbildung 1): Linienfokussierende Systeme wie Parabolrinnen oder Linear-Fresnel-Systeme müssen der Sonne nur in einer Achse nachgeführt werden, um die Strahlung auf ein Absorberrohr zu konzentrieren. In der Praxis kann eine etwa hundertfache Konzentration des Sonnenlichts erzielt werden. Punktfokussierende Systeme wie Parabolic-Dish-Systeme oder Turmkraftwerke – die eine große Zahl einzeln nachgeführter Heliostaten nutzen, um die Strahlung auf einen Receiver auf der Spitze eines zentralen Turms zu konzentrieren – können die Sonne mehrere tausendmal konzentrieren, benötigen dazu allerdings eine zweiachsige Nachführung der Spiegel.

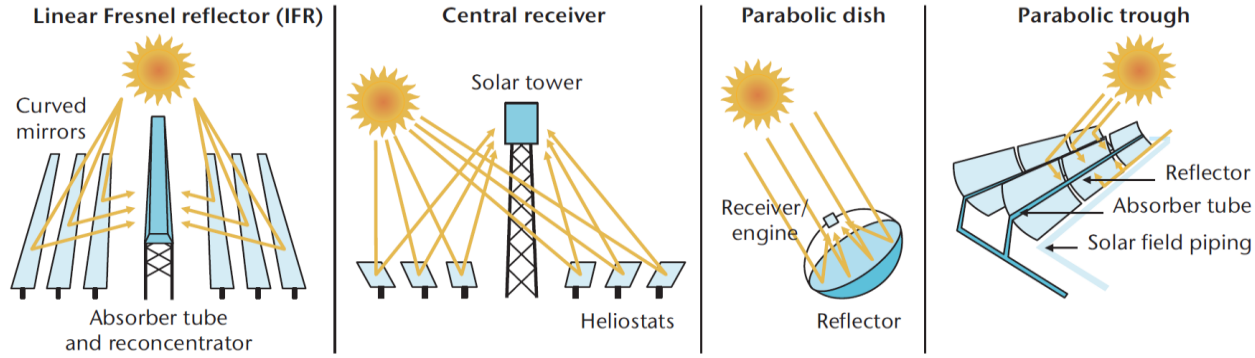

Abbildung 1: Schematische Darstellung unterschiedlicher solarthermischer Stromerzeugungstechnologien[5]

Nach den Gesetzen der Thermodynamik kann eingesammelte Wärme effektiver in Arbeit umgewandelt werden, je höher die Temperatur ist, auf der sie bereitgestellt wird. Auf der anderen Seite sinkt

[4] Damit möchte die Arbeitsgruppe die verwendete Datengrundlage transparent machen – im Sinne der im Projekt ESYS definierten Anforderungen an Energiesystemmodelle für die wissenschaftliche Politikberatung (vgl. Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015).

[5] © OECD/IEA 2014-1 Technology Roadmap Concentrating Solar Power 2010, IEA Publishing. Licence: www.iea.org/t&c/termsandconditions.

die Effizienz des Kollektors mit steigender Temperatur aufgrund höherer Wärmeverluste ab. Daher gehört zu jedem Konzentrator eine optimale Betriebstemperatur, bei der die höchste Effizienz während der Umwandlung von Solarstrahlung zu mechanischer Arbeit erreicht wird. Mit steigender Konzentration werden höhere Effizienzen bei höheren optimalen Betriebstemperaturen erreicht.

In solarthermischen Kraftwerken wird die eingesammelte Wärmeenergie überwiegend in Dampfkraftwerken (Clausius-Rankine-Prozess) in Strom umgewandelt. Diese Kraftwerke sind für Leistungsgrößen ab 10 MW und für Temperaturen bis etwa 620 °C geeignet und können mit Parabolrinnen, Linear-Fresnel oder Solarturmsystemen gekoppelt werden. In Verbindung mit Organic Rankine Cyclen (ORC) oder kleinen Dampfturbinen sind auch Prozesswärme oder Kraft-Wärme-gekoppelte Systeme ab etwa 500 kW_e möglich. Stirlingmotoren sind für kleinere Leistungen bis zu einigen 10 kW geeignet, die typisch für Dish-Konzentratoren sind. Eine Integration von Energiespeichern ist allerdings nicht ohne Weiteres möglich. Damit ist die Energiebereitstellung vergleichbar mit der konzentrierenden Photovoltaik (PV), die heutzutage einen wesentlichen Kostenvorteil mit sich bringt. Im Rahmen dieser Studie werden Dish-Stirling-Systeme daher nicht weiter diskutiert. Gasturbinen stehen in einem weiten Leistungsbereich zur Verfügung und bieten das Potenzial, auch deutlich höhere Temperaturen über 1.000 °C – wie sie in technischen Verbrennungsprozessen entstehen – auszunutzen. Bei großen Leistungen können sie mit Dampfprozessen zu sogenannten Kombikraftwerken gekoppelt werden und versprechen dann, aufgrund der hohen Effizienz die gleiche Leistung mit 25 Prozent weniger Kollektorfläche erzeugen zu können. Bislang wurden Gasturbinen allerdings nur in Versuchsanlagen mit Solarenergie betrieben.

Solarthermische Kraftwerke mit Dampfkreislauf benötigen wie alle Dampfkraftwerke Wasser für den Betrieb, hauptsächlich zur effizienten Kühlung des Kreislaufs[6]. Darüber hinaus ist bei Dampfkraftwerken auch eine bestimmte Menge des Kesselspeisewassers regelmäßig zu ersetzen, und zusätzlich werden mehrere Tonnen Wasser zur Reinigung der Spiegel benötigt. Da Wasser in den Regionen, in denen die Technik zum Einsatz kommt, ein knappes Gut ist, kann der Verbrauch von etwa 3,6 l/kW h auf 0,25 l/kW h gesenkt werden, indem Umgebungsluft zur Kühlung verwendet wird. Dies erhöht jedoch die Investitionskosten und senkt den Wirkungsgrad der Anlage, sodass die Stromgestehungskosten um 3 bis 7,5 Prozent ansteigen. In der Nähe des Meeres oder von Flüssen ist auch kostengünstige Direktkühlung möglich. Bei Meer- oder Brackwasser besteht sogar die Möglichkeit des Betriebs von Meerwasserentsalzungsanlagen mit der Abwärme des Kraftwerks.

Es existiert eine Vielzahl von unterschiedlichen Konzepten, in denen das Wärmeträgermedium entweder direkt im Kraftwerkskreislauf verwendet wird (zum Beispiel Wasserdampf) oder alternativ zunächst in einem Sekundärkreislauf zirkuliert wird (zum Beispiel Thermoöl).

Solarthermische Kraftwerke haben den großen Vorteil, thermische Energiespeicher – wie zum Beispiel Speichertanks mit heißem geschmolzenem Salz – integrieren zu können, die den Betrieb der Anlage bei Wolkendurchgängen oder nach Sonnenuntergang fortsetzen können. Zusätzlich kann ein Dampfkessel für fossilen Brennstoff, Müll oder Biomasse zur Überbrückung sonnenarmer Zeiten eingesetzt werden. Dadurch lässt sich die Stromerzeugung an den Bedarf anpassen, und das Kraftwerk trägt so zur Versorgungssicherheit bei. Im Gegensatz zu Windkraft und Photovoltaik, welche elektrische Energiespeicher einsetzen müssen – die aufgrund ihrer zusätzlichen Investitionen zu höheren

[6] Eberhardt 2003.

Strompreisen führen –, können solarthermische Kraftwerke mit Energiespeicher sogar kostengünstigeren Strom bereitstellen als Systeme ohne Speicher. Dies wird deutlich, wenn man zum Beispiel ein 100 MW-Solarkraftwerk ohne Speicher mit einem 50 MW-System mit gleich großem Solarfeld und einem thermischen Speichertank vergleicht. Die 100 MW-Turbine wird an einem guten Solarstandort für etwa 2.000 Volllaststunden pro Jahr benutzt, während die 50 MW-Turbine durch den Speichertank 4.000 Volllaststunden leistet. Beide Anlagen liefern die gleiche Menge an Strom pro Jahr. Aufgrund des kleineren Kraftwerkblocks kann die 50 MW-Anlage aber geringere Investitionskosten verursachen, sofern der Speichertank entsprechend preiswert ist. Zudem kann sie den Strom auch zeitlich noch sehr viel flexibler liefern.

Concentrated-Solar-Power(CSP)-Anlagen lassen sich durch die Anpassung der Größe von Solarfeld, Speicher und Turbine für unterschiedliche Anwendungsfälle konfigurieren, wie in Abbildung 2 dargestellt. Während die Größe des Kraftwerksblocks – wie zum Beispiel ein luftgekühltes Dampfkraftwerk – durch die maximale Leistungskapazität definiert ist, wird die Größe des Solarfeldes und des Wärmespeichers durch die jährlichen äquivalenten Volllaststunden der Anlage definiert. Mit anderen Worten: Die erforderliche Kapazität bestimmt die Größe der Turbine, während die über das Jahr erforderliche Energie durch die Größe des Solarfeldes und des Speichers definiert wird.[7] Speicher können also dazu verwendet werden, die Last des Tages zu verschieben oder aber ein System mit sehr hohen oder geringen jährlichen Volllaststundenzahlen auszulegen.

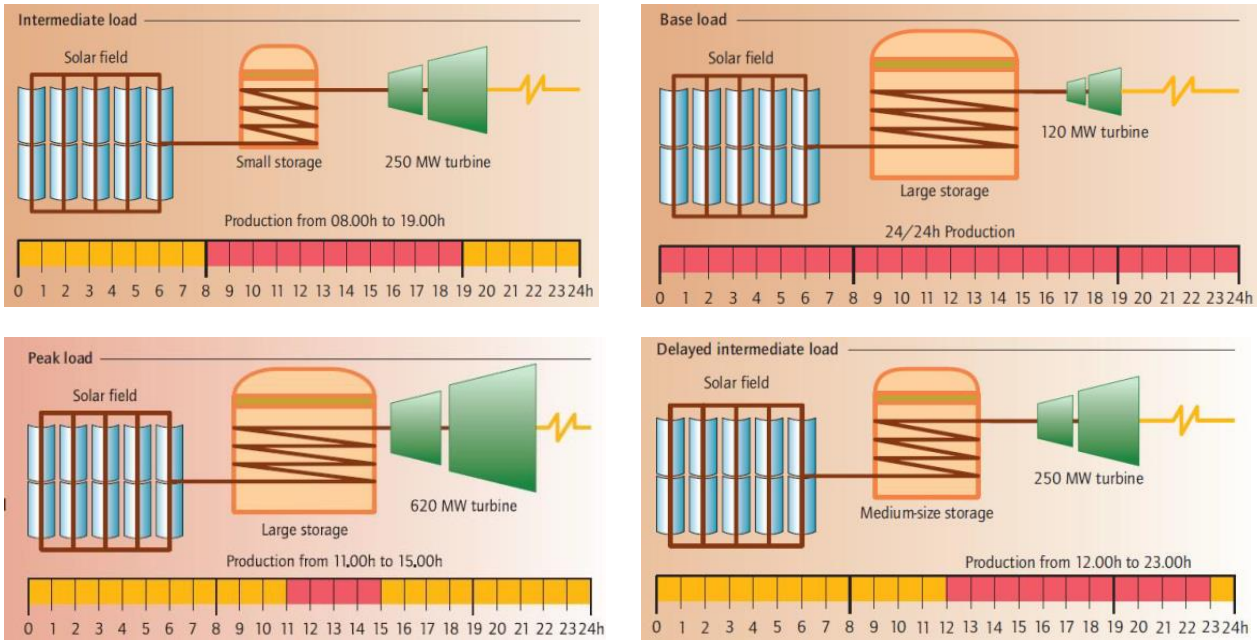

Abbildung 2: Verschiedene Designoptionen für solarthermische Kraftwerke mit Energiespeicher[8]

Der Standort der Anlage bestimmt den Verlauf der Stromerzeugung über das Jahr. Aus wirtschaftlichen Gründen wird die Kapazität der Wärmespeicher die Wärmemenge, die für mehr als einen Tag Volllastbetrieb der Turbine erforderlich ist, nicht übersteigen. Auch wenn das Solarfeld und der Spei-

[7] Gezeigt in umfassenden Reviews, vgl. Gil et al. 2010; Medrano 2010.

[8] © OECD/IEA 2014-2, Technology Roadmap Concentrating Solar Power 2010, Le Journal des Énergies Renouvelables 2010, Licence: www.iea.org/t&c/termsandconditions; Trieb et al. 2014.

cher für eine bestimmte Anzahl von Solarbetriebsstunden pro Jahr ausgelegt sind, kann es Zeiten ohne Sonnenschein und Phasen geben, in denen der Speicher bereits leer ist und die überbrückt werden müssen. Dies kann durch jeden verfügbaren Kraftstoff wie beispielsweise Erdgas, Kohle oder Biomasse als Backup für die Dampferzeugung erreicht werden. Wenn Standortbedingungen so gut sind, wie sie es in den meisten MENA-Länder sind, und die Auslegung der Anlage für eine bestimmte Nachfrage optimiert wurde, liegt die Notwendigkeit zur fossilen Zusatzfeuerung in der Regel unterhalb von 30 Prozent des Gesamtjahresstroms – unabhängig davon, ob die CSP-Anlage zur Spitzen-, Mittel- oder Grundlastversorgung dient.

Solarthermische Kraftwerke mit thermischen Speichern haben in Spanien offizielle Abnahmetests als „dispatchable power plants“ absolviert und nehmen damit wie andere fossile Kraftwerke aktiv an der Lastregelung ihres Netzes teil. Eine genaue Vorhersage der zu einer bestimmten Stunde zu liefernden Leistung und der Nachweis einer bestimmten Lastwechselgeschwindigkeit wurden dazu in spanischen CSP-Kraftwerken erbracht.

2 Technische und ökonomische Daten

Der Stromertrag eines solarthermischen Kraftwerks verhält sich (nahezu) proportional zu der am Standort verfügbaren direkten solaren Einstrahlung. Diese ist im Sonnengürtel der Erde deutlich intensiver und sehr viel gleichmäßiger über das Jahr verteilt, sodass auch die entsprechende Strombereitstellung gleichmäßiger erfolgen kann und die Ausnutzung der Speicher erheblich größer ist.[9]

Solare Einstrahlungswerte erreichen in Südeuropa Werte von 2.000 bis 2.500 kW h/m² a, während Solarstandorte in Nordafrika den Bereich von 2.400 bis 2.900 kW h/m² a abdecken. Im Rahmen dieser Studie wurden jeweils zwei Zeitreihen von Meteodaten für die Standorte Granada (Spanien – E) und Ouarzazate (Marokko – M) (siehe Tabelle 2) aus der Meteonorm-Datenbank[10] verwendet, welche die oberen und unteren Grenzen der Einstrahlung (Direct Normal Irradiation – DNI) in den Regionen abbilden. Generell ist die saisonale Verteilung der Einstrahlung im nördlichen Afrika aufgrund der Nähe zum Äquator relativ gleichmäßig.

Standorte	Länge	Breite	DNI in kW h/m² a (minimal)	DNI in kW h/m² a (maximal)
M: Ouarzazate	-6,9°O	30,93°N	2.453	2.935
E: Granada	-3,06°E	37,1°N	2.111	2.470

Tabelle 2: Breiten-/Längengrade und Spektrum zweier Standorte in Marokko und Spanien

Die Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken mit und ohne Speicher sind in den letzten fünf Jahren je nach Standort und Finanzierung um etwa die Hälfte auf rund 0,10 bis 0,16 €/kW h gefallen und haben laut der International Energy Agency (IEA) das Potenzial, bis 2050

[9] Trieb 2013.
[10] Meteonorm Version 7.1.4: 27.05.2015.

auf 0,05 bis 0,08 $/kW h zurückzugehen. Ein wesentlicher Grund für die erwartete Kostensenkung ist die Erhöhung der Systemwirkungsgrade, die durch die Erhöhung der oberen Prozesstemperatur begründet ist. Diese führt auch zu effektiveren und damit kostengünstigeren thermischen Speichersystemen. Darüber hinaus sind für diese junge Technologie Skaleneffekte insbesondere bei Kollektor- und Receiver-Systemen zu erwarten, die zu einer erheblichen Reduktion der Produktionskosten führen werden, während sich die Kosten durch Skalierung und Standardisierung nur geringfügig anpassen werden. Damit wäre langfristig äußerst kostengünstiger, erneuerbarer und gleichzeitig gut regelbarer Strom verfügbar, der einen Ausbau der Stromversorgung hin zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien unterstützen kann.

Der Mehrwert der besseren Versorgungssicherheit für den Netzbetreiber, der durch den Energiespeicher im Vergleich zu PV-Systemen ohne Speicher geschaffen wird, hängt von zahlreichen Parametern ab, vor allem aber vom Anteil der volatilen Energieerzeugung im Netz. Eine Untersuchung im kalifornischen Netz zeigt zum Beispiel, dass bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien auf 40 Prozent ein Wertunterschied zwischen volatilem PV-Strom und gespeichertem Strom aus solarthermischen Anlagen von mehr als 0,06 $/kW h[11] zu erwarten ist.

CSP-Systeme sind wie alle erneuerbaren Energiesysteme mit hohen Anfangsinvestitionen, aber geringen Betriebs- und Wartungskosten verbunden. Ihre Lebensdauer und Finanzierungbedingungen haben einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Langfristige Abnahmeverträge sind daher wesentlich. Kommerzielle CSP-Systeme haben eine mit fossil-betriebenen Dampfkraftwerken vergleichbare Lebenserwartung und haben bisher ohne Probleme eine Betriebszeit von bis zu dreißig Jahren nachgewiesen. Im Rahmen dieser Untersuchung wurde konservativ eine Abschreibungsdauer von dreißig Jahren angenommen, obwohl Lebensdauern von mehr als vierzig Jahren erwartet werden.[12]

Technisch

Im Rahmen der quantitativen Beurteilung des Gesamtsystems wurde in dieser Studie ein Excel-Modell entwickelt, das es ermöglicht, wichtige Systemparameter anzupassen. Das Modell basiert auf der Auslegung von Parabolrinnen-Kraftwerken mit thermischen Energiespeichern für die beiden genannten Standorte und Einstrahlungsbedingungen für unterschiedliche Volllaststunden. Dazu wurde das Public Domain Softwaretool Greenius[13] genutzt. Die Auslegung erfolgte dabei so, dass zunächst die Größe des Solarfeldes bestimmt wurde, die am Standort notwendig ist, um – unter der Annahme, dass alle Strahlung genutzt werden könne – die vorgegebene Zahl von Volllaststunden zu erreichen. Die Speichergröße wird so gewählt, dass der Speicher täglich die mittlere Zahl der Volllaststunden bereitstellen kann (Jahresvolllaststunden/365). An- und Abfahrverluste werden einmal täglich berücksichtigt. Die Ergebnisse der Greenius-Rechnungen sind in Tabelle 11 (im Anhang) zusammengefasst. Leider ließ sich das Modell aufgrund der Komplexität nicht vollständig in das Gesamtoptimierungsmodell[14] integrieren. Es wurden aber für einzelne Betriebspunkte Vergleichsrechnungen angestellt und die Parametersätze so angepasst, dass eine gute Übereinstimmung in Bezug auf die Strom-

[11] Denholm et al. 2014.
[12] Für CSP – für die Kollektoren und den Powerblock – wurde mit 30 a gerechnet. Für die HGÜ wurden 40 a angesetzt. Die Lebensdauer von CSP ist so mit der von Gaskraftwerken vergleichbar.
[13] Online abrufbar unter freegreenius.dlr.de.
[14] Elsner et al. 2015.

gestehungskosten erzielt wurde. Die Anpassung führte dazu, dass einzelne Parameter in den Modellen unter Umständen leicht voneinander abweichen.

In Abbildung 3 sind die in unserem Modell ermittelten Tagessummen der Energiebereitstellung als Prozentsatz der mittleren Tagesvolllaststunden[15] an den betrachteten Standorten Marokko und Spanien für jeweils zwei unterschiedliche Meteodatensätze dargestellt.

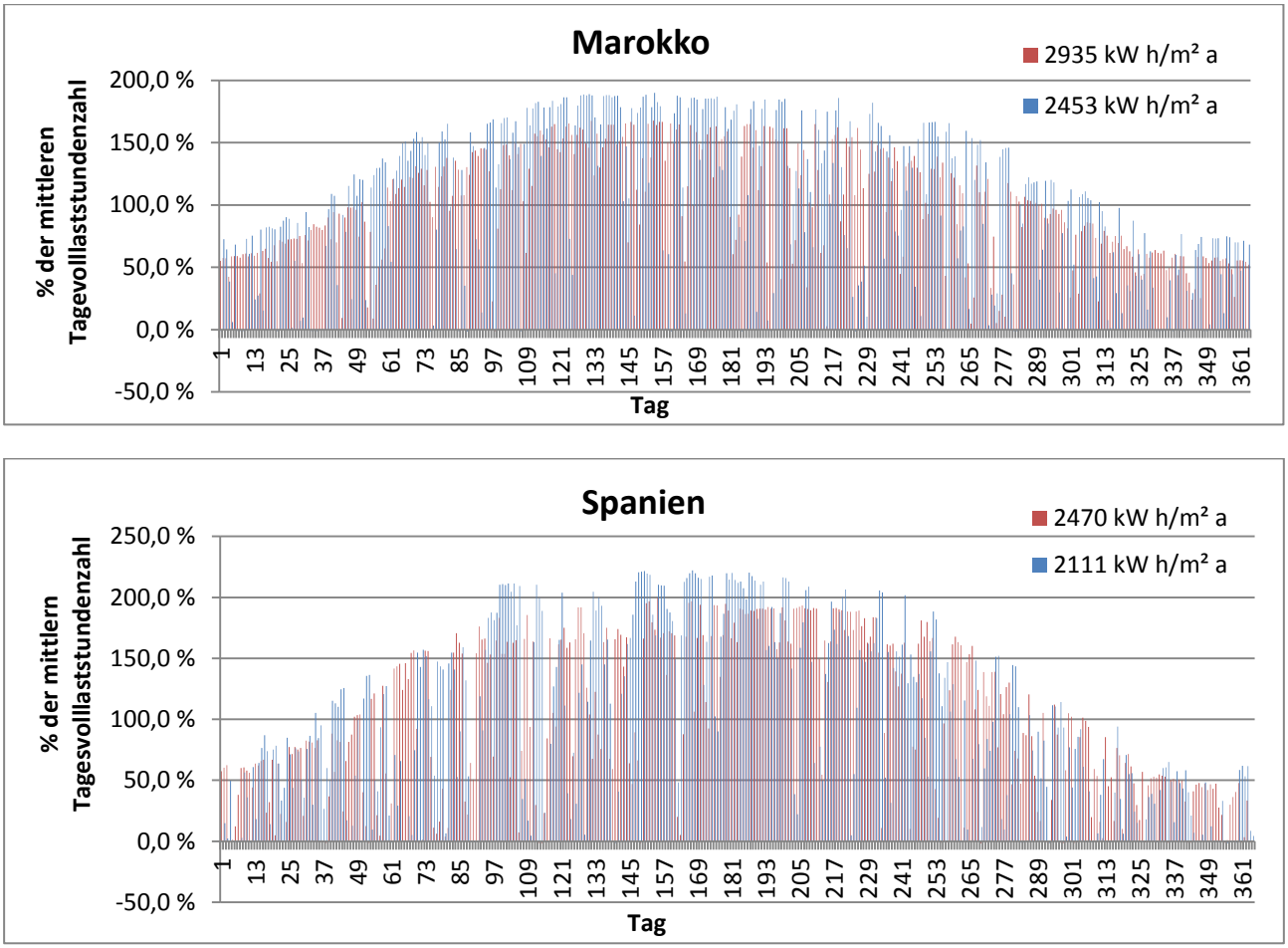

Abbildung 3: Tagessummen der Energiebereitstellung dargestellt als Prozentsatz der mittleren Tagesvolllaststunden an den betrachteten Standorten für jeweils zwei unterschiedliche Meteodatensätze für Parabolrinnen-Technologie

Die Darstellung der Jahresproduktion an den gewählten Standorten macht deutlich, dass trotz des Energiespeichers Lücken bei der Energiebereitstellung bleiben. Diese Lücken sind allerdings in der Regel bis zu 48 Stunden Vorlauf sehr genau bekannt. Sollte jedoch eine sichere Kapazität zur Lastabdeckung gefordert sein, so kann diese durch fossile oder biogene Zufeuerung bereitgestellt werden. Diese ist in solarthermischen Kraftwerken mit sehr geringen Zusatzinvestitionen verbunden und bei den meisten Systemen ohnehin vorgesehen. Die Menge an benötigtem Brennstoff hängt von der Verteilung der Last über das Jahr sowie von der verwendeten Technologie ab, wobei die Stromerzeugung bei der Turmtechnologie weniger stark jahreszeitabhängig ist als bei Parabolrinnen-Kraftwerken. Wie aus Abbildung 4 hervorgeht, wird auch eine signifikante Menge an Überschussstrom produ-

[15] Die mittleren Tagesvolllaststunden sind die Jahresvolllaststunden, für welche die Anlage ausgelegt ist, geteilt durch 365.

ziert, der an etlichen Tagen über die mittlere Zahl von Volllaststunden hinausgeht. Dieser wird in der folgenden Betrachtung ökonomisch mit „Null“ bewertet, obwohl er beim Verkauf im lokalen Markt (Marokko, Spanien) vermutlich einen höheren Wert hätte.

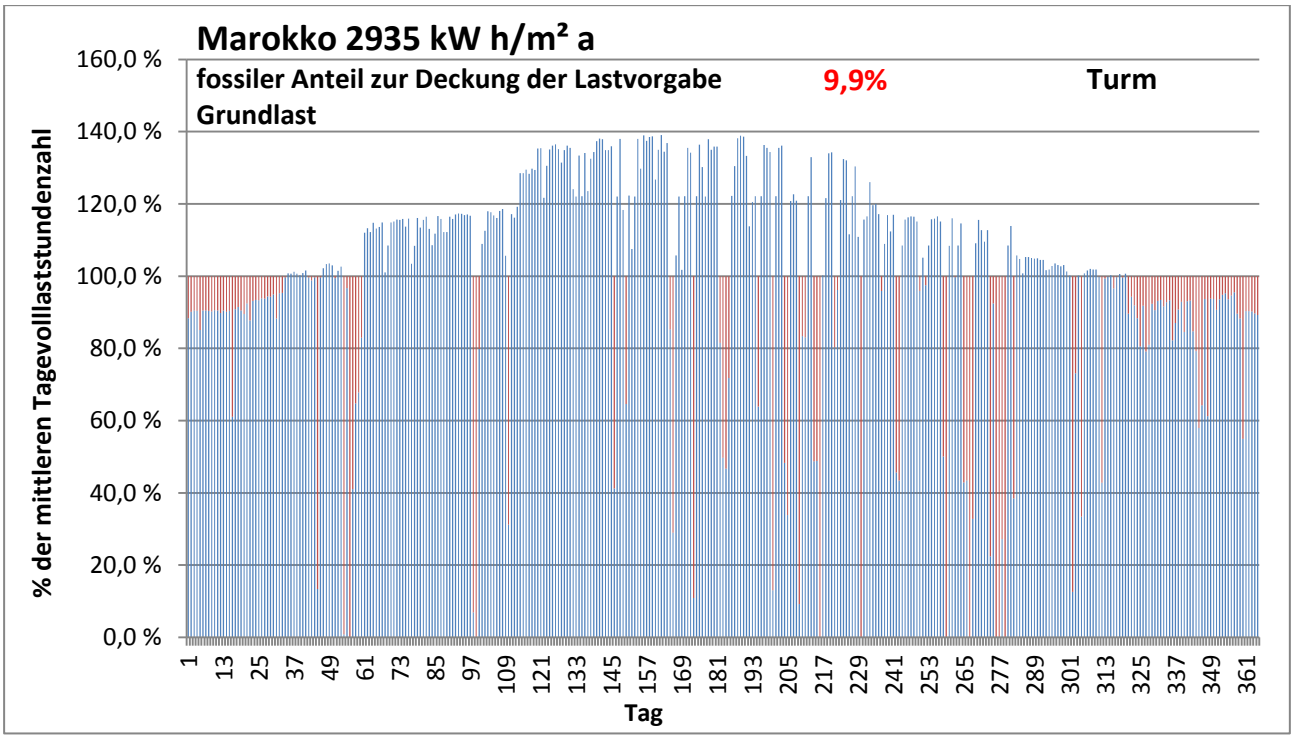

Abbildung 4: Solare Erzeugung (blau) und Bedarf an fossiler Zufeuerung (rot), falls täglich 100 Prozent der durchschnittlichen Volllaststunden geliefert werden müssen, für das Beispiel Turmtechnologie in Marokko

Tabelle 3 fasst die Anteile der fossilen Zufeuerung für zwei Technologien in Abhängigkeit von Standort und Meteodaten zusammen.

Marokko	Rinne	Turm
2.453 kW h/m² a	24,3 %	20,4 %
2.935 kW h/m² a	17,6 %	9,9 %
Spanien		
2.111 kW h/m² a	30,0 %	23,4 %
2.470 kW h/m² a	26,9 %	19,9 %

Tabelle 3: Übersicht über die Anteile fossiler Zufeuerung als Jahresvorgabe in Abhängigkeit von Technologie, Standort und Meteodaten

Es wird ersichtlich, dass bei der Vorgabe einer konstanten Zahl von Volllaststunden pro Tag die Turmtechnologie deutlich weniger fossile Energie benötigt.

Um aus diesem Ergebnis eine Abschätzung heutiger und zukünftiger Kosten und Erträge ermitteln zu können, werden im Folgenden eine Reihe von Annahmen getroffen (siehe Tabelle 4). Den höheren Systemwirkungsgraden liegen Systemuntersuchungen für Solarkraftwerke mit höheren Temperaturen zugrunde. Die Maximalzahlen für 2050 beziehen sich dabei auf Turmkraftwerke.

Systembeschreibung	heute (minimal)	heute (maximal)	2023 (minimal)	2023 (maximal)	2050 (minimal)	2050 (maximal)
Systemwirkungsgrad solar → elektrisch in %	15	17	17	19	19	22
Systemwirkungsgrad fossil → elektrisch in %	35	35	40	45	45	50
Systemwirkungsgrad Solarwärme → elektrisch in %	35	35	40	45	45	50
Speicherwirkungsgrad in %		98				98
Eigenbedarf in % der Stromerzeugung		10				10
CO2-Emissionsfaktoren (Zufeuerung Erdgas) in t/(MW h)$_t$	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247
Kennzahlen Flexibilität						
Anfahrzeit kalt in min	80		60		30	
Anfahrzeit heiß in min	15		10		5	
Minimallast in %PN	25	25	25		15	
Lasttransient in %PN/min	3	4	5	6	12	15

Tabelle 4: Tabellarische Zusammenfassung der technischen Daten

Ökonomisch

Die folgenden Angaben zu Subsystemkosten basieren auf Untersuchungen der Desertec Industrie Initiative (Dii).[16] Die angegebenen Brennstoffparameter dienen zur Bewertung der fossilen Zufeuerung. Die Kosten für die transnationale Anbindung des Stroms an das deutsche Verbundnetz mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) wurden hier ebenfalls berücksichtigt und umfassen Kosten für die Leitung, Konverterstationen sowie die entsprechenden Wirkungsgradverluste. Hierbei wird angenommen, dass die HGÜ-Infrastruktur ausschließlich für den Transport des produzierten CSP-Stroms genutzt wird.

Auch dies stellt eine konservative Annahme dar, da viele Szenarien von einem europäischen HGÜ-Overlay-Netz ausgehen, das aufgrund der höheren Auslastung zu deutlich geringeren Kosten führt und in diesem Fall als Teil der allgemeinen Netzinfrastruktur nicht allein der CSP-Technologie zuzuschreiben ist. Tabelle 5 fasst die Annahmen für die Kosten[17] des Solarsystems, für die Brennstoffkosten sowie für die CO_2-Abgabe zusammen.

[16] Dii 2012.
[17] Alle Kosten in EUR_{2014}.

	heute (minimal)	heute (maximal)	2023 (minimal)	2023 (maximal)	2050 (minimal)	2050 (maximal)
Investition Solarfeld in €/m²	195	240	120	160	55	80
Investition Speicher in €/(kW h)$_t$	26	30	20	30	11	16
Investition Powerblock in €/(kW h)$_e$	720	765	700	790	590	750
Engineering, Procurement, Construction (EPC) in % von der Investition	27	28	22	24	25	29
Jährlicher Betrieb und Wartung (Anteil Investition) in %[18]	2		2		2	
Spezifische Brennstoffkosten in €/(MW h)$_t$	23		30,6		33,1	
CO2-Abgabe in €/t CO_2	13,0	13,0	20,0	20,0	76,0	76,0

Tabelle 5: Annahmen für die spezifischen Kosten des Solarsystems, für die Brennstoffkosten sowie für die CO2-Abgabe

Tabelle 6 fasst die Annahmen für die Kosten der HGÜ-Leitung zusammen.

Kosten HGÜ	heute (minimal)	heute (maximal)	2023 (minimal)	2023 (maximal)	2050 (minimal)	2050 (maximal)
Erdkabel in €/(km MW)	810	820	770	800	700	720
Freileitung in €/(km MW)	135	140	130	135	120	125
Seekabel in €/(km MW)	950	975	938	960	825	850
Kosten pro DC-/AC-Station in €/MW	110.000	120.000	105.000	108.000	90.000	95.000
Gesamtinvestition HGÜ in €/(km MW)		250			217	225
Verluste Erdkabel in %/(1.000 km)	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Verluste Seekabel in %/(1.000 km)	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Verluste Freiland in %/(1.000 km)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Verluste AC-/DC-Wandlung in %	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Betrieb und Wartung in % von der Investition	2	2	2	2	2	2
Lebensdauer HGÜ in a	40	40	40	40	40	40

Tabelle 6: Annahmen zur HGÜ-Leitung

[18] Trieb 2006.

Für die beiden Standorte Marokko und Spanien listet Tabelle 7 den Anteil an Frei-, Erd- und Seekabel sowie den daraus abgeleiteten Übertragungswirkungsgrad auf.

Standorte	km	Erdkabel	Freikabel	Seekabel	Wirkungsgrad
M: Ouarzazate	2.600	0 %	96 %	4 %	87,1 %
E: Granada	2.000	0 %	100 %	0 %	89,6 %

Tabelle 7: Entfernungen der beiden Standorte zu Deutschland mit den Anteilen an unterschiedlichen Kabeln für die HGÜ

Aus diesen Daten lassen sich für die unterschiedlichen Varianten der Annahmen die Kosten von solarproduziertem Strom in Spanien beziehungsweise in Marokko berechnen. Sie sind in Tabelle 12 (im Anhang) und in Abbildung 5 angegeben. Die durch fossile Zufeuerung erzeugten spezifischen CO_2-Emissionen hängen stark vom verwendeten Lastprofil und der verwendeten Kraftwerkstechnologie ab und rangieren zwischen 50 und 210 g/kWh.

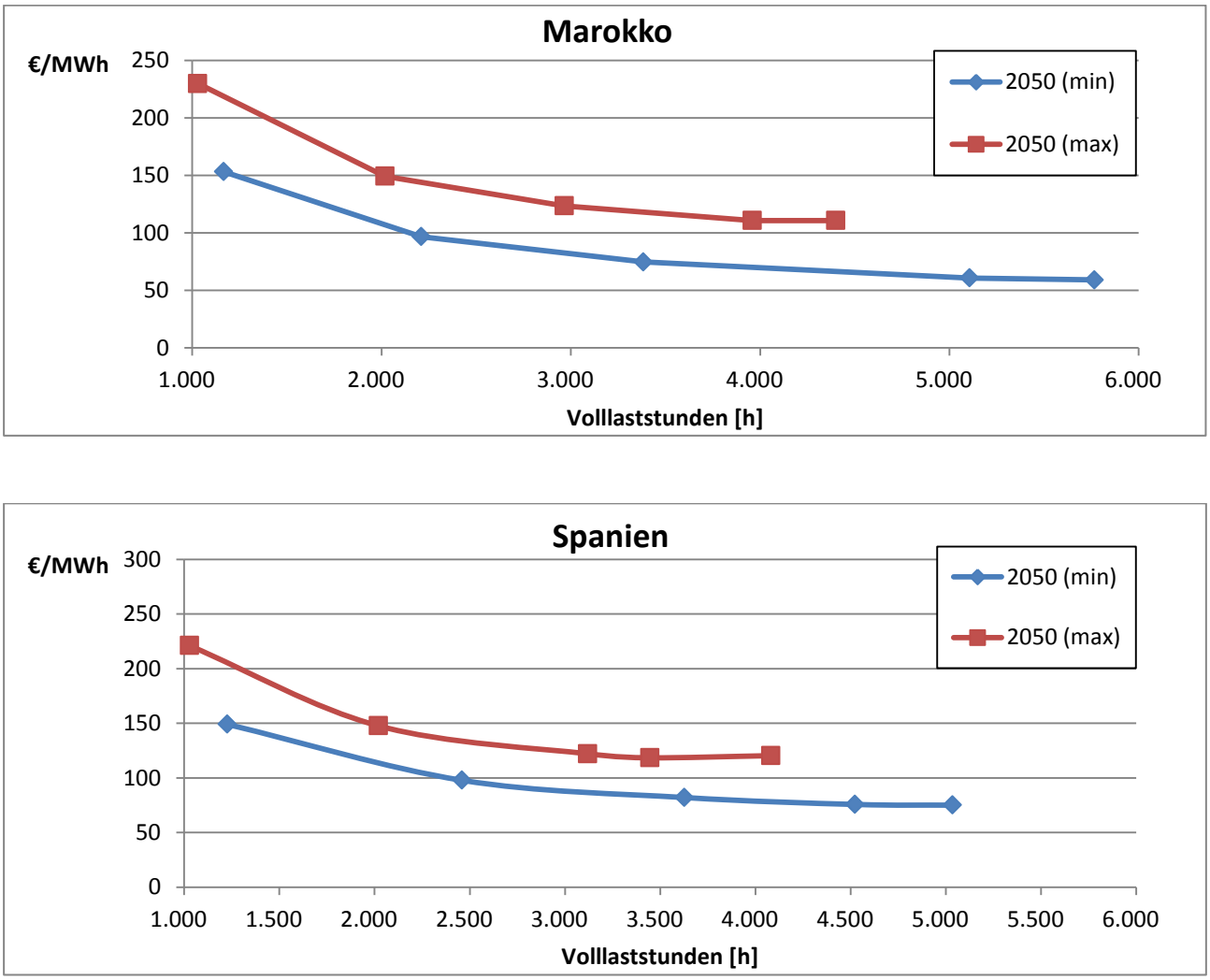

Abbildung 5: Grafische Darstellung der Grenzfälle (minimal, maximal) der Stromgestehungskosten (inklusive Stromtransport nach Deutschland, Brennstoffkosten und CO2-Pönalen) für das Jahr 2050 für die beiden betrachteten Standorte

Technische Potenziale

Heutige Konzepte von solarthermischen Kraftwerken basieren auf Erfahrungen mit den ersten Anlagen, die bereits Mitte der 1980er Jahre einen ersten kommerziellen Erfolg in den USA feiern konnten.

Eine größere kommerzielle Markteinführung hat jedoch erst seit 2007 in Spanien und den USA stattgefunden.

Weitere Märkte entwickeln sich zurzeit insbesondere im Mittleren Osten und in Nordafrika sowie in Südafrika, Indien und China. Die wichtigsten Zielmärkte für solarthermische Technologien sind in Abbildung 6 dargestellt. Dazu zählen hauptsächlich Regionen mit hoher Direktnormalstrahlung.

Im Oktober 2014 sind etwa 4,0 GW (davon etwa 88 Prozent Parabolrinne, 10 Prozent Turm- und 2 Prozent Linear-Fresnel-Technologie) an solarthermischen Kraftwerken in Betrieb und etwa 1,7 GW (68 Prozent Rinne, 24 Prozent Turm, 8 Prozent Fresnel) an weiterer Kapazität im Bau.

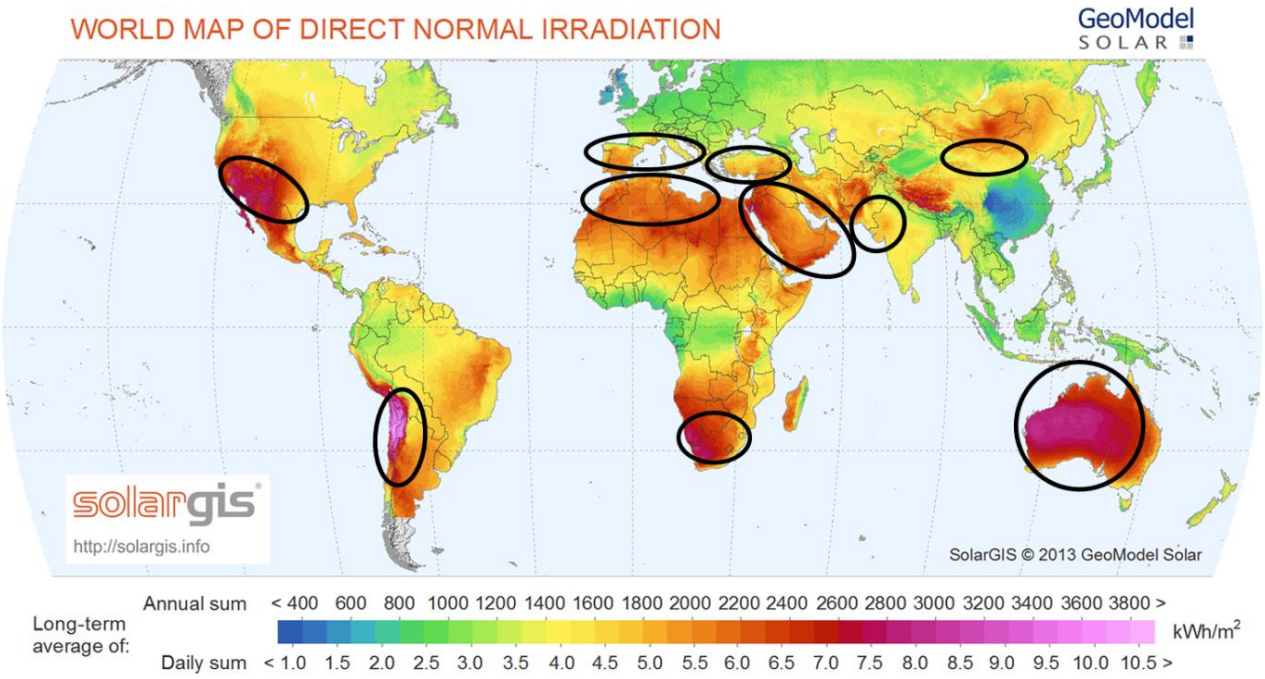

Abbildung 6: Die wichtigsten Zielmärkte für CSP-Technologien[19]

Solarthermische Kraftwerke spielen durch ihre kostengünstige Integration von Energiespeichern auch eine wichtige Rolle im Rahmen von Stromverbünden. So kann erwartet werden, dass im Rahmen der Entwicklung eines europäischen Binnenmarktes die Nutzung dieser Technologie insbesondere im Süden Europas eine überproportionale Entwicklung nehmen kann. Im Verbund mit Nordafrika wurden verschiedene Konzepte vorgeschlagen, die weitere Vorteile erwarten lassen und unter dem Oberbegriff DESERTEC zusammengefasst werden können. Dabei wird erwartet, dass ein großräumiges Versorgungsnetz bis 2050 wesentliche wirtschaftliche und sozio-ökonomische Vorteile gegenüber einer kleinräumigen Vernetzung liefern und daher einen wichtigen Beitrag zur kostengünstigen und nachhaltigen Versorgung auch von Europa und Deutschland mit Strom leisten wird.[20]

Einen wichtigen Beitrag zur Integration Nordafrikas und Europas kann die Vernetzung der Stromnetze der jeweils benachbarten Staaten liefern, die im Vergleich zur innereuropäischen Vernetzung noch großen Nachholbedarf hat. Die bisherigen Analysen zeigen allerdings zum Teil unterschiedliche

[19] Solargis 2013.
[20] Dii 2012.

Schwerpunkte. Die im Rahmen der DII angestellten Untersuchungen weisen für ein stark ausgebautes europäisch-nordafrikanisches HGÜ-Verbundnetz ein hohes Kostensenkungspotenzial gegenüber Varianten auf, in denen diese beiden nicht vernetzt sind. Die Autoren gehen davon aus, dass solche Verbünde zunehmend im Rahmen der normalen Entwicklung der Stromnetze geschaffen werden. Bei der Schaffung zusätzlicher Verbindungen der nationalen Stromnetze zum Beispiel über das Mittelmeer hinweg kann Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung eingesetzt werden. Abbildung 7 zeigt exemplarisch den Nettostromtransport für das berechnete Szenario 3.[21] Zudem sind die Anteile von verschiedenen erneuerbaren Energien (EE) und Gas qualitativ angegeben.

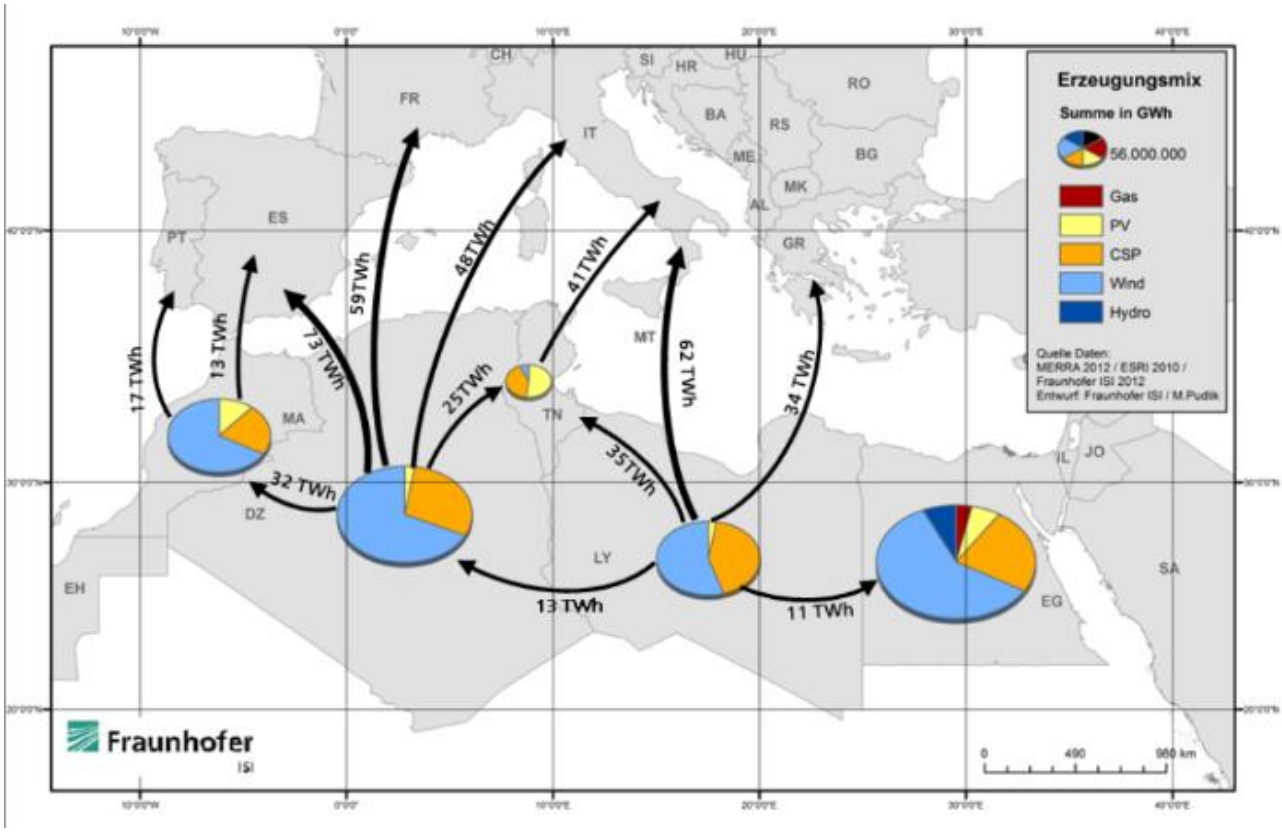

Abbildung 7: Visualisierung des Nettostromtransports 2050 (Szenario 3)[22]

Andere Autoren (anderer Studien) halten Netzverbünde für den Austausch von Kapazitäten in beide Richtungen für sehr gut geeignet, stellen aber ihre Eignung für den dauerhaften Export von Energie infrage. Der Export ist mit relativ großen Verlusten verbunden und erfordert die Erzeugung von Stromüberschüssen auf der Exportseite (Nordafrika), die jedoch bei dem stark wachsenden Verbrauch in dieser Region aus Sicht dieser Autoren nicht einmal langfristig zu erwarten sind. Auf der anderen Seite leiden die südeuropäischen Länder derzeit an Überkapazitäten, sodass eine Neigung dahingehend besteht, Stromüberschüsse von Europa nach Nordafrika über den bestehenden Netzverbund zu exportieren. Grundsätzlich stellt sich dabei die Frage, ob gelegentliche Exporte von Stromüberschüssen überhaupt einen Mehrwert auf der Empfängerseite haben oder ob sie dort eher zu einem erhöhten Regelbedarf führen.

[21] Berechnet aus Boie et al. 2013.
[22] Platzer et al. 2015.

In diesem Zusammenhang wurde auch vorgeschlagen, gezielt regelbaren Strom aus solarthermischen Kraftwerken nach Deutschland zu importieren, um damit die Kosten für die Energiewende zu begrenzen.[23] Der regelbare Solarstrom aus speziell für den Export bestimmten solarthermischen Dampfkraftwerken in Nordafrika gelangt dabei über einzelne Punkt-zu-Punkt-Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen in verschiedene europäische Ballungszentren und wird erst dort in das konventionelle Übertragungs- und Verteilnetz eingespeist.[24] Es handelt sich dabei um eine Infrastruktur ganz analog zu Gaspipelines, die ebenfalls gut regelbare – weil speicherbare – Energie über eine große Distanz nach Europa leiten. Dies ist ein wichtiger Paradigmenwechsel beim Übergang zu einer zukünftigen Versorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energie.[25]

Die Fachgruppe hält die in Tabelle 8 angegebenen Importleistungen und die damit im Mittel erzeugbaren Strommengen bis 2023 und 2050 für realistisch umsetzbar. Theoretisch könnten jedoch auch größere Leistungen und Energiemengen realisiert werden, sodass in den der Analyse[26] zugrunde liegenden Modellrechnungen keine Limitierung vorgenommen wurde. Dadurch wird die aus Systemsicht maximal eingesetzte CSP-Leistung bestimmt.

	2023	2050
Maximale Importleistung in Deutschland bis zum Stichjahr in GW	1,5	16
Mit der angegebenen Leistung im Mittel erzeugbare Strommenge in TW h/a	9	84

Tabelle 8: Importleistungen und erzeugbare Strommenge bis 2023 und 2050[27]

Es ist zukünftig außerdem vorstellbar, dass sich solarthermische Kraftwerke am Markt für Regelenergie (Primär-, Sekundärreserve) beteiligen. Wie jede andere Turbine zur Stromerzeugung kann die Dampfturbine einer CSP-Anlage aufgrund der Trägheit in der Rotation der Turbine während unvorhergesehener Ausfälle im Netz den Betrieb für mehrere Sekunden stabilisieren. Wenn die Turbine in Teillast betrieben wird, sodass die Leistung bei Bedarf schnell erhöht wird, kann ein Beitrag zur sekundären Reserve möglich sein. Im Gegensatz zu Kohle- oder Gaskraftwerken können solarthermische Kraftwerke ohne Kraftstoffverbrauch im Stand-by-Modus betrieben und „warm“ gehalten werden, während der thermische Energiespeicher mit Sonnenenergie gefüllt wird. Da sich die Stromerzeugung einer CSP-Anlage nicht von der eines konventionellen Dampfkraftwerks unterscheidet, ist auch die Bereitstellung von Blindleistung eine normale Service-Funktion, die jede CSP-Anlage liefern kann.[28]

Damit können CSP-Kraftwerke potenziell an sehr vielen Energiedienstleistungen teilhaben. Mögliche Energiedienstleistungen von solarthermischen Kraftwerken sind in Abbildung 8 dargestellt. Im spanischen Markt wird ihre Energie heutzutage jedoch lediglich am Intraday-EPEX-SPOT-Markt (European Power Exchange) gehandelt. Mögliche Beiträge zur Regelenergie werden zurzeit vom Transmission System Operator (TSO) in Spanien geprüft. Eine Ausweitung der Marktmöglichkeiten wird vor allem an der Entwicklung der Erzeugungspreise und den rechtlichen Voraussetzungen sowie am Ausbau

[23] Trieb 2013.
[24] Trieb et al. 2012. Dieses Konzept wird auch in Elsner et al. 2015 den Modellrechnungen zugrunde gelegt.
[25] BETTER 2014.
[26] Elsner et al. 2015.
[27] Hess 2013; Trieb 2013.
[28] Trieb 2013.

des europäischen Verbundnetzes hängen. Die Teilnahmemöglichkeiten an verschiedenen Märkten macht die Bewertung dieser Technologie im Vergleich zu anderen „Flexibilitätskonzepten“ allerdings sehr schwierig, da ein CSP-Kraftwerk seine Gesamterträge möglicherweise durch verschiedene Dienstleistungen erzielen kann.

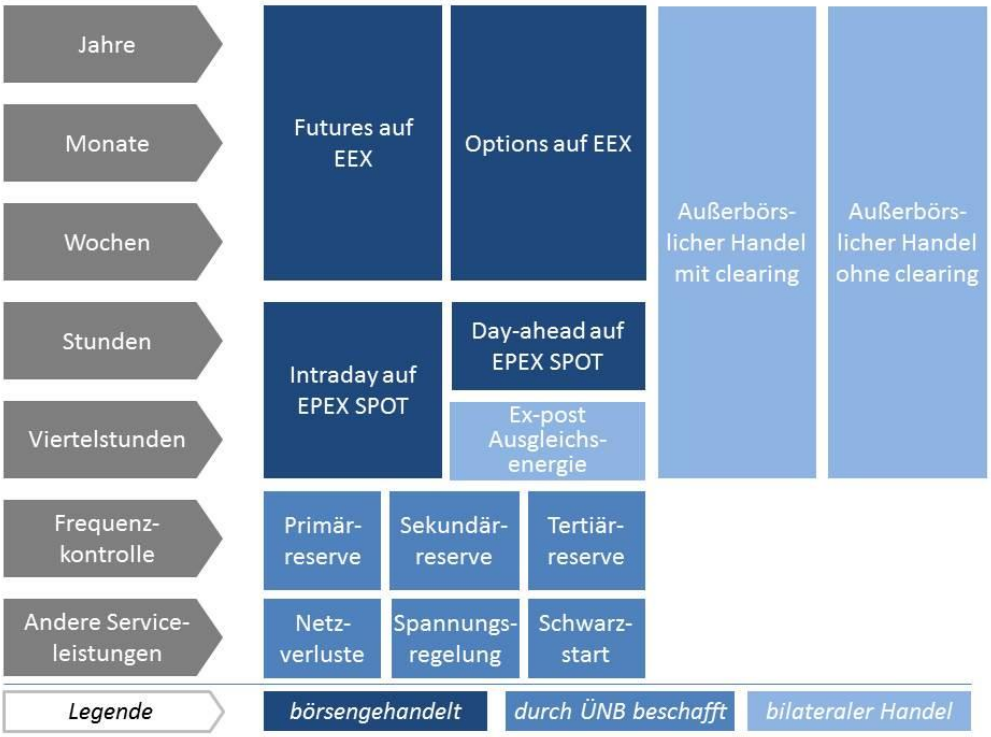

Abbildung 8: Übersicht an Märkten mit unterschiedlichen Energiedienstleistungen[29]

3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		C,N			
Gesellschaftliche Akzeptanz		C		N	
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		C	N		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	C		N		
Technologie	C,N				

Tabelle 9: Ampelbewertung solarthermischer Kraftwerke (C: insbesondere CSP-Kraftwerke betreffend, N: insbesondere Netze betreffend)

[29] Florian Zickfeld, eigene Darstellung.

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern[30]	• CSP bietet die Fähigkeit der Energiespeicherung. CSP ist somit geeignet für alle Lastfälle (Spitzen-/Mittel-/Grundlast). CSP liefert erneuerbaren Strom auch dann, wenn die Sonne nicht scheint. • CSP ist die günstigste solare Technologie für die Deckung einer gezielten Lastdeckung und zur Bereitstellung von Regelenergie. • CSP kann klassische fossile Kraftwerke (Gas, Öl) ersetzen oder mit ihnen kombiniert werden (Hybridisierung, Augmentation). • CSP bietet einen hohen Anteil an lokaler Wertschöpfung in den Zielmärkten. • Die bei CSP-Technologien erzeugte Wärme bietet zahlreiche weitere Anwendungsmöglichkeiten wie Prozesswärme, Meerwasserentsalzung und Unterstützung von Ölförderung (Enhanced Oil Recovery).	• Die Zielmärkte sind auf Regionen mit hoher direkter Sonneneinstrahlung beschränkt (typischerweise größer als 1.900 kW h/m^2 pro Jahr). • Falls der Lastbedarf zu Zeiten hoher Einstrahlung anfällt, werden die Stromgestehungskosten von CSP auf absehbare Zeit höher sein als bei Photovoltaik. • CSP-Kraftwerke erfordern hohe Investitionskosten im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien wie PV oder Wind, vor allem weil sie nur in großen Einheiten (> 10 MW) wirtschaftlich betrieben werden können. Demgegenüber können PV und Wind modular zugebaut werden. • Die hohe Komplexität der CSP-Wertschöpfung verlangsamt Technologiefortschritte und Skaleneffekte.
	Chancen	**Risiken**
extern[31]	• Zahlreiche Staaten erwägen massiven Ausbau von CSP. • CSP als „erneuerbarer“ Problemlöser in neuen Märkten wie zum Beispiel Wirtschaftliche Entwicklung (Local Content), Vermeidung von Opportunitätskosten, Netzstabilisierung. • CSP ist mittelfristig wesentlich für Versorgungssicherheit bei hohen Wind-/PV Anteilen. CSP ermöglicht eine höhere Durchdringung von PV und Wind ohne negative Auswirkung auf die Netzstabilität. • Großes Marktpotenzial für Wärme-Anwendungen.	• Zielmärkte liegen zum Teil in politisch instabilen Staaten und Regionen. Mittelfristig existiert eine hohe Abhängigkeit von politischer Unterstützung. Anspruchsvolle Ausbauziele können häufig nicht eingehalten werden. • Schwierige Bedingungen für die Projektrealisierung hinsichtlich der Projektfinanzierung, Genehmigungsverfahren und Landverfügbarkeit. • Die Wertigkeit des CSP-Stroms (Grundlast-Fähigkeit, Netzstabilisierung) wird bei Projektausschreibungen häufig nicht berücksichtigt.

[30] Technologieinhärent.
[31] Das Technologieumfeld betreffend.

		• Im Bereich Mittel- und Grundlast sowie in den Wärme-Anwendungen konkurriert CSP häufig mit hochsubventionierten fossilen Energieträgern (Gas, Öl, Kohle).

Tabelle 10: SWOT-Analyse zu solarthermischen Kraftwerken

Kritische Materialien

Ressourcen

Die verwendeten Materialien in solarthermischen Kraftwerken sind vor allem unlegierte, niedriglegierte und hochlegierte Stähle, Beton, Kupfer sowie Keramik, wie zum Beispiel Siliciumcarbid in größerem Umfang.[32] Nach Arbeiten des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) bestehen für viele dieser Materialien keine geologischen, technischen und geopolitisch-wirtschaftlichen Verfügbarkeitsrisiken.[33]

In solarthermischen Kraftwerken mit Salzschmelzen sind weiterhin die darin enthaltenen Salze wichtige Werkstoffe. Dabei können die Salze sowohl aus natürlichen Vorkommen gewonnen wie auch synthetisch hergestellt werden,[34] weshalb mit keiner Begrenzung der Verfügbarkeit gerechnet werden muss. Durch den Ersatz von Thermoölen durch Silikonöle, deren Herstellung auf dem Grundmaterial Sand basiert, besteht keine Limitierung hinsichtlich der Verfügbarkeit. In zukünftigen solarthermischen Kraftwerken könnten auch flüssige Metalle (Blei-Wismut, Blei, Zinn, Natrium) als Wärmefluide verwendet werden.

Herstellung

Der Bau von CSP-Anlagen ist materialintensiver als die Errichtung herkömmlicher fossiler Kraftwerke. Die wichtigsten Materialien sind Rohstoffe wie Stahl, Glas und Beton, deren Recyclingraten hoch sind. Typischerweise ist eine Recyclingrate von über 95 Prozent erreichbar für Glas, Stahl und andere Metalle. Materialien, die nicht recycelt werden können, sind meist inert und können als Füllungsmaterialien – zum Beispiel im Straßenbau – eingesetzt oder gefahrlos deponiert werden. Es gibt nur wenige giftige Stoffe, die in CSP-Anlagen eingesetzt werden. Hierzu zählen die synthetischen organischen Wärmeträgerflüssigkeiten, die in Parabolrinnen verwendet werden. Sie sind leicht entzündlich, können Böden verseuchen sowie weitere Umweltprobleme verursachen und müssen als Sondermüll behandelt werden. Ein Ziel der aktuellen Forschungsaktivitäten ist es, die toxischen Wärmeträgerflüssigkeiten durch Wasser oder Salzschmelzen zu ersetzen.

Im Kraftwerksblock wie auch bei den Kollektoren und Heliostaten werden ausschließlich erprobte Materialien (siehe oben) verwendet, bei denen keine unbekannten Störfall-, Umweltschutz- oder Emissionsproblematiken in der Herstellung auftreten. Bei der Herstellung der Wärmeträgerfluide wie Wasser (Direktverdampfung), Wärmeträgeröle und Salze (Salzschmelze) sind keine erhöhten Umweltschutzrisiken bekannt. Die aktuell verwendeten Nitratsalze werden bereits in großem Umfang als Düngemittel in der Landwirtschaft verwendet. Sie können in großem Umfang aus natürlichen Lagerstätten gewonnen oder synthetisch hergestellt werden. Die Verfügbarkeit ist daher gegeben. Nitrate

[32] Fricke 2014.
[33] Die Volkswirtschaft 2010.
[34] Burkhardt et al. 2010.

sind zudem weder toxisch noch brennbar. Im Falle einer Leckage erstarren sie zudem und lassen sich daher einfach entsorgen, sodass ein Eintrag in den Boden und das Grundwasser vermieden werden kann. Es sind daher keine Gefahren der genannten Art bei der Herstellung der Materialien bekannt.

Betrieb

Durch die Weiterentwicklungen alternativer Wärmeträgerfluid-Materialien wird das im Betrieb mit stärkeren Risiken behaftete Wärmeträgeröl in zukünftigen solarthermischen Kraftwerken zum Beispiel durch Salzschmelze, Silikonöle oder direkte Dampferzeugung ersetzt werden. Für zukünftige Kraftwerke sind daher keine besonderen Risiken durch die eingesetzten Materialien bekannt.

Ein erhöhter Wasserverbrauch entsteht bei solarthermischen Kraftwerken im Betrieb durch die Nasskühlung des Dampfkraftprozesses (1), die Nachspeisung von Speisewasser in den Dampfkraftprozess (2) und durch die Reinigung des Spiegelfeldes (3).

Zu Punkt (1): In ariden Zonen werden solarthermische Kraftwerke mit einer Trockenkühlung ausgestattet, sodass der Wasserverbrauch für die Nasskühlung, der etwa 90 Prozent des Wasserverbrauchs darstellt, eliminiert wird. Die bisher weltweit größten solarthermischen Kraftwerke in den USA Ivanpah und Crescent Dunes sind mit Trockenkühlung ausgestattet.

Zu den Punkten (2) und (3): Im Zuge der Berechnungen einer Ökobilanz LCA[35] (Life Cycle Assessment) für ein 10-$(MW\ h)_e$-Turmkraftwerkskonzept an einem algerischen Standort wurde anhand von Literaturwerten die Bandbreite für Nachspeisung von Speisewasser für solarthermische Dampfkraftprozesse mit 0,2 bis 0,7 $m^3/(MW\ h)_e$ und für die Reinigung des Spiegelfeldes von solarthermischen Spiegelfeldern mit 0,04 bis 0,13 $m^3/(MW\ h)_e$ ermittelt.[36] Die bekannten Wasserverbräuche laufender solarthermischer Kraftwerke liegen innerhalb der angegebenen Spannweite.

Zusätzlich fallen bei der Produktion aller Materialien und Komponenten des Kraftwerks, die in Bau- und Betriebsphase verwendet werden, wie auch bei der Entsorgung der Materialien durch die dahinter liegende Infrastruktur teilweise erhebliche Wassermengen an. Diese wurden in einer LCA durch Burkhardt vergleichend betrachtet.[37]

Die Treibhausgasemissionen für CSP-Kraftwerke ohne fossile Zufeuerung liegen im Bereich von 15 bis 20 Gramm CO_2-Äquivalent/kW h und sind mit der Windenergie vergleichbar. Damit liegen die Treibhausgasemissionen für CSP-Kraftwerke unterhalb der Werte für Silizium-PV und sind viel niedriger als die CO_2-Emissionen aus fossilen Kraftwerken, die zwischen 400 und 1.000 g/kW h liegen.

Entsorgung

Es werden zukünftig keine Stoffe eingesetzt, deren Entsorgung problematisch ist. Die hohen Mengen an metallischen Werkstoffen lassen sich entsprechend dem Stand der Technik recyceln. Je nach Marktsituation lassen sich auch die im Rückbau anfallenden Mengen wiederverwenden.[38]

Wie in allen technischen Bauten wird in der Steuer- und Regelungstechnik des Kraftwerks eine Vielzahl elektronischer Bauteile eingesetzt. Das Recycling der darin in Feinstverteilung enthaltenen, teil-

[35] Fricke et al. 2014.
[36] El-Hajj 2012.
[37] Burkhardt et al. 2010.
[38] Bojarski 2012.

weise sehr hochwertigen metallischen Materialien ist heute innerhalb der Europäischen Union (EU) bereits gesetzlicher Standard.[39] Die Entsorgung beziehungsweise die Recyclingtechniken dieser Komponenten in Staaten mit weniger weit entwickeltem Entsorgungsstandard könnten dagegen problematisch sein. Dies ist jedoch ein generelles Problem der Elektronik-Entsorgung und nicht speziell diesem Kraftwerkstyp zuzuordnen.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Kollektive Energiesysteme wie zentrale solarthermische Kraftwerke haben im Rahmen eines dezentralen EE-EVS stets ein Legitimationsproblem ihrer Nutzung, weil der Definition „dezentral" die Mythen (und Werte) Autonomie, Unabhängigkeit und Individualisierung der Energieversorgung immanent sind. Applikationen einer kollektiven Solarthermie bedürfen deshalb einer argumentativen Legitimität und einer Legitimation als funktionales Element in einem erneuerbaren Energieversorgungssystem. Die Legitimität bezieht sich auf die Überzeugung, dass die entsprechenden Technologien anwendbar, effektiv, effizient und finanzierbar sind. Legitimation bezieht sich auf den fachlichen Beitrag der Solarthermie wie Speicherung, Regelbarkeit und Kapazitäten für das Gesamtsystem des EE-EVS.

Ein soziotechnischer Akzeptanzfaktor ist, dass den Mythen um eine Energieautonomie und vollkommene Unabhängigkeit der Stromversorgung durch Energiepartnerschaften mit Gemeinden aus den entsprechenden Regionen in Südeuropa und Nordafrika begegnet werden kann. Energieversorgung kann auf diese Weise in Teilen ebenso zu einem sozialen Gut werden, auch als Imagefaktor und -träger. Die Soziotechnik bietet mit Eigentümermodellen für Übertragungsrechte auf Genossenschaftsbasis und Beteiligungsverfahren zur Trassenführung zudem auch Optionen, um die Akzeptanz der EE-Infrastruktur für solarthermische Stromerzeugung zu erhöhen.

Für die angestrebte europäische Integration der nationalen Energieversorgungssysteme bietet die Solarthermie in ihrer CSP-Variante zudem den Ansatz, solche Versorgungssysteme übernational zu organisieren und Pilotvorhaben aufzusetzen, wie die einzelnen Staaten und ihre Regionen, die von der Trassenführung tangiert werden, davon profitieren können. Solche Aspekte sind aber eher langfristiger Natur und haben aufgrund der hohen technischen und ökonomischen Hürden nicht zu einer Umsetzung solcher Modelle geführt.

Rechtliche Hindernisse

Verfügbare Vergütungsmechanismen

Dank des spanischen CSP-Programms sind viele der heute weltweit führenden CSP-Unternehmen in der EU ansässig. Allerdings wurde nach 2013 das Förderprogramm eingestellt, und es wurden keine weiteren Kraftwerke in Spanien mehr gebaut. Dem Innovationsvorsprung, den sich europäische Unternehmen in Spanien sichern konnten, ist es zu verdanken, dass trotzdem ein Großteil der Technologie aus Europa kommt. Die Gründe, weshalb in letzter Zeit keine neuen CSP-Projekte in Europa umgesetzt wurden, sind vielfältig und werden im Folgenden kurz erklärt.

Der Systemwert von CSP zahlt sich bisher nicht aus

Die Kosten für strategische Energiesicherheit werden nicht in Großhandelspreisen, welche durch das kurzzeitige Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage zustande kommen, widergespiegelt. Sowohl

[39] WEEE 2002.

auf europäischer als auch auf nationaler Ebene stehen mehrere Konzepte zur Diskussion, wie Flexibilität und die Bereitstellung von Kapazitäten vergütet werden können. Unabhängig davon, welche Entscheidung getroffen wird, ist es wichtig, die folgenden drei Punkte zu berücksichtigen: die vorrangige Einspeisung von erneuerbaren Energien, welche die benötigten Kapazitäten liefern können, ein europaweiter Zugang zu Kraftwerken sowie Koordination und Vereinbarkeit der verschiedenen nationalen Systeme.

Die Notwendigkeit zur Kooperation auf EU-Ebene verlangsamt die Entwicklung von CSP. Den südlichen Ländern, in denen CSP bereits installiert ist, fehlt die Finanzkraft, um die Entwicklung von CSP in ihrem eigenen Interesse sowie im Interesse ihrer nördlichen Nachbarn zu unterstützen. Trotz der Fortschritte in Richtung eines europaweiten Strombinnenmarktes gibt es bisher fast nur nationale Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien. Deshalb beteiligt sich der Norden momentan nicht an den Investitionen zur Entwicklung von CSP, obwohl er vom Beitrag der CSP zur europäischen Netzstabilität sowie von Investitionen und Arbeitsplätzen im Süden Europas direkt und indirekt profitieren würde.

Wie in Abschnitt 1 erklärt, wird CSP am sinnvollsten im Süden der EU eingesetzt. Daher ist die Nutzung dieses Potenzials in Europa eng verknüpft mit der Regulierung der Übertragungskapazitäten.

Diese stellt momentan ein Hindernis für länderübergreifende Projekte mit erneuerbaren Energien dar, da Übertragungsrechte auf regulierten grenzüberschreitenden Überlandleitungen maximal für ein Jahr erworben werden können. Das Ziel der Regulierung besteht darin, wettbewerbsschädigendes Verhalten großer Marktteilnehmer zu verhindern, die grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten blockieren, ohne sie zu nutzen.

Die Akteure des Stromsektors haben sich jedoch in den letzten Jahren maßgeblich verändert. Ebenso haben sich die Finanzierungsstrukturen von Kraftwerken und insbesondere von Kraftwerken, die erneuerbare Energien nutzen, gewandelt. Die neuen Akteure, die sich für erneuerbare Energien im Energiesektor einsetzen, finanzieren sich hauptsächlich über projektbezogene Bankdarlehen, die nur dann gewährt werden, wenn stabile, langfristige Einnahmen vertraglich gesichert sind. Eine zeitliche Beschränkung der Übertragungsrechte blockiert daher die Förderung von erneuerbaren Energien. Für grenzübergreifende CSP-Projekte ist die Möglichkeit zur Sicherung von Übertragungsrechten für 15 bis 25 Jahre wesentlich, um eine Finanzierung ihrer Projekte realisieren zu können. Kartellrechtliche Bedenken können berücksichtigt werden, indem man Inhaber von Übertragungsrechten verpflichtet, diese zu verkaufen, wenn sie nicht genutzt werden.

Weitere kritische Aspekte

Leitungsbau

Der Anschluss der Kraftwerke an das DC-Versorgungsnetz oder gegebenenfalls an die HGÜ-Übertragungsleitung unterscheidet sich nicht vom Anschluss konventioneller Kraftwerke. Ein transnationaler Stromtransport durch HGÜ-Leitungen entspricht dem HGÜ-Netzausbau, wie er in Deutschland für den Transport von Windenergie geplant ist. Entsprechende Aspekte werden im Rahmen der Fachgruppe Netze behandelt.

Einfluss auf den Vogelflug
Insbesondere im größten Solarturmkraftwerk der Welt in Ivanpah (USA) wurde in der Vergangenheit von durch die konzentrierte Strahlung getöteten Vögeln berichtet. Die in der Presse zitierten Zahlen von 100.000 Vögeln haben sich allerdings als erheblich übertrieben herausgestellt. Untersuchungen haben gezeigt, dass in Turmanlagen im gleichen Zeitraum etwa doppelt so viele tote Vögel wie in PV-Kraftwerken identifiziert worden sind (127 gegenüber 56). Während die meisten Vögel die hellen Flächen der Spiegel oder Solarzellen als Wasserfläche wahrnehmen und durch den Aufprall zu Tode kommen, wird in Turmkraftwerken etwa ein Drittel der Vögel durch die konzertierte Strahlung getötet. Im Vergleich zu anderen Technologien (zum Beispiel Wind) erscheinen die Zahlen bezogen auf die Leistung aber als eher gering.[40]

4 Relevanz/State of the Art/Marktverfügbarkeit

Wichtigste Anbieter von CSP-Kraftwerkstechnologie (Gesamtsystem)
Die Vorbereitung und Durchführung von CSP-Projekten entspricht im Wesentlichen dem Vorgehen bei konventionellen Kraftwerken mit fossilen Energieträgern (insbesondere GuD-Kombikraftwerke), allerdings ergänzt um einige spezifische Aspekte. Dementsprechend ist die Wertschöpfungskette von CSP-Kraftwerken stark differenziert.

Der Bau von CSP-Kraftwerken unterteilt sich typischerweise in die fünf Phasen Projektentwicklung (1), Engineering (2), Konstruktion (3), Kommissionierung (4) und Betrieb (5). Die Phasen 2 bis 4 untergliedern sich jeweils in die funktionalen Bereiche Kraftwerksblock (a) und Solarfeld (b).

Der Bereich Kraftwerksblock wird durch die gleichen industriellen Akteure besetzt wie im konventionellen Kraftwerksbau, wobei in Teilbereichen zusätzliche spezifische Expertisen erforderlich sind. Hierzu zählen insbesondere eigens für die CSP-Betriebsbedingungen optimierte Kernkomponenten wie Dampfturbinen, Wärmetauscher etc.

Die Konzeptionierung und Realisierung des Solarfeldes wird typischerweise durch Unternehmen mit spezifischem Know-how und Erfahrungsschatz dargestellt. Für die technische Auslegung des Solarfeldes sind spezielle Engineering-Methoden und Werkzeuge erforderlich, sodass dieser Bereich von einer begrenzten Anzahl erfahrener Ingenieursdienstleister besetzt ist. Deutsche Unternehmen haben hier eine besondere Wissensbasis und Erfahrung. Hierzu zählen unter anderem deutsche große Engineering-Unternehmen wie Fichtner, Lahmeyer, ILF, SBP sowie Technologie-Spezialisten wie Enolcon, Erfis, IA Tech, Kraftanlagen München, Novatec Solar, Protarget, Schlaich Bergermann & Partner, Solarlite, Solar Tower Technologies, toughtrough und TSK Flagsol. International wird der Bereich Solarfeld-Engineering durch die Engineering-Abteilungen oder Tochterunternehmen großer Baukonzerne wie zum Beispiel Abengoa, Acciona, ACS Cobra oder Sener besetzt.

[40] Kagan et al. 2014.

Der Bau des CSP-Solarfeldes wird von klassischen Bauunternehmen durchgeführt, wobei auch hier die spezifische CSP-Erfahrung ein entscheidender Wettbewerbsvorteil ist, insbesondere bei den Themen Tragwerksbau, Metallverbindungen/Schweißen, automatisierter Zusammenbau im Feld, Rohrleitungstechnologie etc. Wichtige Akteure sind die oben genannten internationalen Baukonzerne sowie einige deutsche Technologie-Spezialisten wie Erfis, Kraftanlagen München, M&W, Novatec Solar, Protarget, Schlaich Bergermann & Partner, Solarlite, Solar Tower Technologies und TSK Flagsol.

Die Entwicklung und Herstellung der wichtigsten Komponenten im Solarfeld folgt für jede Komponente jeweils einer eigenen Wertschöpfungskette und ist typischerweise durch Spezialisten besetzt. In den letzten Jahren ist allerdings ein Prozess der verstärkten vertikalen und horizontalen Integration wahrzunehmen. Beispiele von deutschen Spezialfirmen im Bereich Komponenten sind unter anderem SCHOTT Solar CSP (für Receiver), SBP und Toughtrough (für Kollektoren), Erfis, Flabeg und Toughtrough (für Spiegel), KSB (für Pumpen), Hawe und Leoni (für die Elektrik und Hydraulik), Kaefer (für die thermische Isolation), Enolcon (für Speicher) und M&W (für Piping).

Auf internationaler Ebene zeigen einige der oben genannten großen internationalen Baukonzerne und Systemanbieter in den letzten Jahren verstärkte Anstrengungen, Kernkompetenzen bei den wichtigsten Solarfeldkomponenten aufzubauen, zum Beispiel im Bereich Kollektorstrukturen oder Receiver.

5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag und notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

Turmtechnologie

Turmanlagen mit einer mittleren Receiver-Austrittstemperatur von 565 °C im Maßstab von 100 MW bis 120 MW mit Flüssigsalz als Wärmeträger- und Speichermedium werden voraussichtlich bis 2023 am Markt etabliert und profitabel sein. Weiterentwicklungen zielen auf einen Temperaturbereich von bis zu 650°C mit einem Gesamtwirkungsgrad von über 20 Prozent ab. Diesbezüglich wird eine Qualifizierung und Adaption von Kraftwerkskomponenten wie Pumpen, Ventilen und Receiverrohren für die oben genannten Turmanlagen mit mittleren Receiver-Austrittstemperaturen von 565 °C bis 650 °C angestrebt. Für mittlere Receiver-Austrittstemperaturen > 650 °C stehen die Evaluierung der Degradationseffekte, Tests von Receivern (im Maßstab 10 kW bis 100 kW) und Schaffung eines Gesamtsystemverständnisses (mittels Simulation und Auslegungssoftware) von flüssigen Metallen (Blei-Wismut, Blei, Zinn, Natrium) und Salzmischungen aus. Erste Pilotanlagen mit offenen und geschlossenen Luftreceiver-Systemen mit mittleren Receiver-Austrittstemperaturen von 700 °C bis 800 °C werden als solare oder hybride Anlagen im 10 MW-Maßstab teils mit und ohne Speicher bis 2023 verfügbar sein. Dazu sind Verbesserungen von Kraftwerkskomponenten wie Receiver, Speicher, Luftführung, Isolation und deren Verschaltung sowie im Betrieb notwendig. Aktuelle Studien belegen, dass innovative Feststoffspeicher auf der Basis von Schüttungen für Luftreceiver-Systeme machbar sind. Bis 2023 wird angestrebt, die Entwicklung und Prüfung von Partikelreceiver- und -speichersystemen mit mittleren Receiver-Austrittstemperaturen zwischen 800 °C und 1.000 °C im Maßstab von 100 kW bis 500 kW zu verfolgen. Ebenso wird angestrebt, internationale Standards für

das Design von Heliostaten, Receivern, hydraulischen und mechanischen Komponenten sowie für den Betrieb, die Abnahme und die Gesamtanlage zu entwickeln.

Parabolrinnentechnologie

Parabolrinnenkollektoren mit Aperturen von 7 bis 10 m und Absorberrohr-Durchmessern von 90 mm werden bis 2023 kommerziell erhältlich sein. Allerdings stehen bis dahin noch Performancetests aus. Bereits heute existieren neue leichtbau- und ressourcenoptimierte Ansätze für Parabolrinnen (so zum Beispiel bezüglich Mikrokonzentrator, Fix-Fokus-Design, alternative Struktur- und Reflektormaterialien) für Kollektormodulgrößen von 100 bis 150 m. Bis 2023 können erste Prototypen entwickelt und getestet werden. Des Weiteren konnte die Tauglichkeit von Silikonölen als Wärmeträgermedium bei Temperaturen von bis zu 450 °C erfolgreich nachgewiesen werden. Für Kollektor-Austrittstemperaturen von bis zu 560 °C im 1 MW-Maßstab können Tests von Flüssigsalzsystemen in der Parabolrinne und den benötigten Komponenten wie Pumpen, Leitungen und Begleitheizungen in Bezug auf die Betriebsweise, auf Anfahr- und Abfahrvorgänge durchgeführt und Salzentleerungsstrategien entwickelt werden. Zu den zukünftigen Entwicklungen zählen ebenso synthetische Wärmeträger mit Einsatztemperaturen von bis zu 450 °C.

Neben der Weiterentwicklung erster bestehender Standards (zum Beispiel Tests von Absorbern und Reflektoren) zu internationalen Standards in der Industrie wird angestrebt, auch Standards für die solaren Komponenten, für den Betrieb, die Abnahme und die Gesamtanlage zu entwickeln. Für die Fresnel-Technologie existiert bereits eine erste Pilotanlage zur Direktverdampfung inklusive PCM-Speicher. Entwicklungspotenzial liegt in internationalen Standards für das Design der Receiver, Reinigungsroboter sowie für den Betrieb, die Abnahme und die Gesamtanlage. Der Einsatz von Flüssigsalz als Wärmeträger- und Speichermedium im Absorberrohr (sowohl für Parabolrinnen- als auch für Fresnel-Technologie) für Kollektor-Austrittstemperaturen von bis zu 560 °C konnte bereits validiert und mittels erster Pilotanlagen (< 20 MW) demonstriert werden. Auslegungs- und Berechnungstools zur Skalierung der Anlagen in den Pilotmaßstab (< 20 MW) müssen allerdings noch entwickelt und validiert werden. Für die beiden linear konzentrierenden CSP-Technologien konnte die solare Direktverdampfung mit integriertem Speichersystem mit Frischdampftemperaturen von bis zu 550 °C erfolgreich demonstriert werden. Weiteres Potenzial liegt in der Entwicklung geschlossener Speichersysteme für die solare Direktverdampfung. Machbarkeitsstudien belegen einen möglichen Einsatz von innovativen Eintank-Flüssigsalzspeichern mit kostengünstigen Füllmaterialien in der Größenordnung von 100 $(MW\ h)_t$, sowohl für Turm-, Parabolrinnen- als auch Fresnel-Technologie.

Für alle hier behandelten Technologien wird eine detaillierte Untersuchung des Einflusses des Wüstenklimas auf Reflektoren und Receiver erfolgen. Dazu müssen zunächst geeignete Methoden zur Messung künstlicher Alterung der Materialien, des Abriebs und des Oxidationsverhaltens sowie auch Messgeräte zur Bestimmung der atmosphärischen Absorption und der Sun Shape[41] entwickelt werden. Weiterer Forschungsbedarf besteht bei Oberflächen von Glas und Glasspiegeln mit staubabweisender Funktion sowie bei Absorber- und Spiegelschichten (Sekundärkonzentratoren) hinsichtlich der Temperaturbeständigkeit. Preis- und leistungsoptimierte Reflektorkonstruktionen (Heliostaten, Fresnel-Felder, Parabolspiegel) könnten durch günstigere Spiegelmaterialien realisiert werden. Weiteres Entwicklungspotenzial bieten kostengünstige Speichersysteme auf Basis von Feststoffen, die flexibel

[41] Sichtbarer Durchmesser der Sonnenscheibe, die durch Streueinflüsse der Atmosphäre gegenüber dem rein geometrischen Durchmesser aufgeweitet sein kann.

an verschiedene Wärmeträger angepasst werden können. Ebenso wird angestrebt, eine Systemintegration von thermochemischen Speichern in der Größenordnung von 1 MW zu zeigen. Darüber hinaus müssen leistungsfähige Komponenten für dezentrale Systeme (kleine Vakuumreceiver, Dampfmotoren, ORC-Turbinen) entwickelt, produziert und deren Funktionsfähigkeit demonstriert werden. Die bei erhöhten Temperaturen auftretenden Degradationsmechanismen von Flüssigsalzen müssen im Detail untersucht und gegebenenfalls Gegenmaßnahmen entwickelt werden. Assistenzsysteme werden zum Betrieb der Kraftwerke unter Berücksichtigung von Netzanforderung, Wettervorhersage und aktuellem lokalem Wetter (Wolkenzug, zeitlich abhängige Aerosolbildung etc.) benötigt. Systemkonzepte und Pilotanwendungen werden für kleinere, dezentrale Stromerzeugungs- oder KWK-Anlagen als Einstiegsszenarien für kleine Technologieunternehmen[42] und zur Stützung von Markterschließung und Capacity Building mit „Low-Budget"-Systemen (Senkung der Hemmschwelle bei Finanzierung erster Anlagen) in den Zielländern benötigt. Beides dient der Stimulierung des Wettbewerbs durch zusätzliche Marktpartner. Wettbewerb, Innovationen und Produktionsoptimierung können im Zusammenspiel deutliche Kostensenkungen bei CSP bewirken. Notwendig hierfür ist jedoch eine nachhaltige Marktentwicklung.

Notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050

Für den Einsatz von Flüssigsalz oder flüssigem Metall als Wärmeträgermedien (Blei-Wismut, Blei, Zinn, Natrium) mit einer mittleren Receiver-Austrittstemperatur von > 650 °C ist es notwendig, eine Qualifizierung und Adaption von Kraftwerkskomponenten wie Pumpen, Ventilen und Receiverrohren oder -systemen für Turmanlagen im Maßstab von 100 bis 120 MW zu entwickeln. Zudem werden ein stufenweiser Test und die Entwicklung von Receivern und Gesamtsystemen bis zur Pilotanlage in den Schritten 10 kW, 100 bis 500 kW und 10 MW angestrebt. Daneben fallen Entwicklungen von kostengünstigen Wandaufbauten und Tankmaterialien für Speichersysteme an. Werden Luft und Gase als Wärmeträgermedien eingesetzt, so ist eine Materialqualifizierung und -entwicklung für Receiverrohr-Temperaturen oberhalb von 1.000 °C für die Nutzung in Topping Cycles (zum Beispiel geschlossene CO_2-Gasturbinenkreisläufe, geschlossene und offene Gasturbinenkreisläufe) zur weiteren Erhöhung der mittleren Prozesstemperatur und damit des mittleren Wirkungsgrades erforderlich. Bei Betriebstemperaturen > 1.000 °C ist eine kontinuierliche Entwicklung und Demonstration von Speichersystemen für druckaufgeladene Systeme erforderlich. Bei der Verwendung von Partikeln als Wärmeträgermedien müssen Pilotanlagen für Partikelreceiver- und Speichersysteme mit mittleren Receiver-Austrittstemperaturen > 1.000 °C aufgebaut und Partikelreceiver-Systeme für die Einkopplung in den Gasturbinenkreislauf einer solaren GuD-Anlage entwickelt werden. Bei der Parabolrinnen- und Fresnel-Technologie erscheint es notwendig, eine Pilotanlage mit Leichtbau- und ressourcenoptimierten Kollektoren (Mikrokonzentrator, Fix-Fokus-Design, alternative Struktur- und Reflektormaterialien) zu entwickeln und zu testen.

Des Weiteren steht die Entwicklung synthetischer Wärmeträger mit Einsatztemperaturen jenseits 450 °C an. Hierzu ist ein Verständnis der Abhängigkeit von Reaktivität und physikalisch-chemischen Eigenschaften von der molekularen Struktur notwendig. Die maximale Temperaturstabilität und andere Eigenschaften neuer Zielstrukturen müssen hierzu untersucht und mit zu erstellenden theoretischen Modellen verglichen werden. Darüber hinaus gibt es das Bestreben, Eigenschaften durch er-

[42] Dies ermöglicht auch kleineren Unternehmen wegen des geringeren Kapitalbedarfs eine Finanzierung des Projekts.

gänzende Ansätze (beispielsweise Kombination mit Nanopartikeln zur Erhöhung der Wärmekapazität) entsprechend zu verbessern sowie die Prozesse zum effizienten Wärmeträgerbetrieb und neue Produktionsverfahren zur Senkung der Herstellkosten zu entwickeln.

Für den Einsatz von Flüssigsalz als Wärmeträgermedium mit einer mittleren Receiver-Austrittstemperatur von > 650 °C ist es notwendig, eine Qualifizierung und Adaption von Kraftwerkskomponenten wie Pumpen, Ventilen und Receiverrohren oder -systemen für Fresnel-Anlagen zu entwickeln. Einer weiteren Optimierung bedürfen Fresnel-Optiken (unter anderem zweiachsige Nachführung, adaptive Spiegel etc.) sowie Speichersysteme für direktverdampfende Fresnel-Kraftwerke (zum Beispiel mit Latentspeicherung PCM). Für alle Technologien wäre die Entwicklung von Verfahren zum ferngesteuerten Betrieb der Anlagen „ohne Beobachtung (BoB)“ mit Roboter-gestütztem Betrieb und Wartung für abgelegene Wüstenregionen wünschenswert. Auf der Werkstoffseite findet sich Entwicklungspotenzial bei staubabweisenden und kratzfesten Oberflächen für verschiedene Spiegelkonstruktionen (ohne Glas). Die Entwicklung adaptiver miniaturisierter Spiegeloberflächen würde zur maximalen Material- und Ressourcenreduktion und Überleitung der Produktion in eine vollautomatisierte Massenproduktion fern der Aufstellungsorte führen. Hierdurch würde sich eine signifikante Reduktion der Bauzeiten durch einfaches Aufstellen fertiger, sich selbst kalibrierender Spiegelsysteme ergeben. Des Weiteren sind Untersuchungen und gegebenenfalls Entwicklungen zur Überführung der solarthermischen Kraftwerke zu dualen Systemen notwendig, die zum einen gesicherte Kraftwerksleistung bereitstellen können und zum anderen Produktionsanlagen für solare Brennstoffe[43] darstellen, wodurch sie auch Schwankungen im solaren Ertrag über Jahreszeiten (Langzeitspeicher) ausgleichen können. Ebenfalls müssen geeignete Speicherkonzepte für direktverdampfende Kollektoren (Kombination sensibler und latenter Wärmespeicherung) und aktive Wärmetauscherkonzepte für Latentspeicher eruiert werden. Zudem wird angestrebt, eine Kostenoptimierung der Speichersysteme für einphasige Wärmeträgerfluide (Flüssigsalz, synthetische Öle) unter Berücksichtigung von Verfügbarkeit und Kosten der Speichermaterialien für eine Speicherung in verschiedenen Temperaturbereichen zu verfolgen. Einer weiteren Optimierung bedarf die Integration der Solarkraftwerke ins Netz hinsichtlich des Teillastverhaltens, der Schnellstartfähigkeit sowie Laständerungsgeschwindigkeit. Eine Synthetisierung innovativer Speichermedien kann im Hinblick auf optimierte Stoffeigenschaften wie erhöhte spezifische Wärmekapazität und Dichte, reduzierte Korrosivität sowie erhöhte und thermische Stabilität erfolgen. Thermochemische Speicher mit bewegtem Speichermaterial haben das Potenzial, weiterentwickelt zu werden.

[43] Bei diesen Verfahren wird solare Hochtemperaturwärme in sogenannten thermochemischen Verfahren zur Herstellung von Brennstoffen genutzt.

6 Anhang

		Volllast-stunden	Design (grob durch Greenius)	Greenius Ergebnisse									
		net	net	Solarfeld m²	Solar Multiple	Speicher	Speicher Volllast-stunden	Power Block	Netto Wir-kungsgrad	Netto Jahres-produktion	Fossiler Anteil für sichere Bereitstellung	nach-richtlich	nach-richtlich
		in h/a	in h/d	in m²	-	in (kW h)$_t$	in h	in MW$_e$ (gross)	in %	in MW h/a	in %	in %	in %
Marokko	**2935**										verwendet	Turm	Rinne
	M1	902	2,5	212.000	0,4	634.847	2,5	100	16,2	100.789	9,9	9,9	17,6
	M2	1.708	4,7	392.400	0,8	1.202.442	4,7	100	16,5	190.901	9,9	9,9	17,6
	M3	2.615	7,2	588.600	1,2	1.840.929	7,2	100	16,9	292.268	9,9	9,9	17,6
	M4	3.946	10,8	882.900	1,7	2.778.419	10,8	100	17,0	441.105	9,9	9,9	17,6
	M5	4.456	12,2	1.111.800	2,2	3.137.575	12,2	100	15,3	498.125	9,9	9,9	17,6
	2454												
	M1	921	2,5	261.600	0,5	648.238	2,5	100	16,0	102.915	20,4	20,4	24,3
	M2	1.806	4,9	490.000	1,0	1.271.577	4,9	100	16,8	201.877	20,4	20,4	24,3
	M3	2.654	7,3	735.750	1,5	1.868.360	7,3	100	16,4	296.623	20,4	20,4	24,3
	M4	3.542	9,7	1.030.050	2,0	2.494.061	9,7	100	15,7	395.960	20,4	20,4	24,3
	M5	3.937	10,8	1.308.000	2,6	2.771.774	10,8	100	13,7	440.050	20,4	20,4	24,3
Spanien	**2111**												
	E1	920	2,5	327.000	0,6	647.574	2,5	100	14,5	99.850	23,4	23,4	30,0
	E2	1.807	5,0	621.000	1,2	1.272.579	5,0	100	15,0	196.220	23,4	23,4	30,0
	E3	2.791	7,6	981.000	1,9	1.965.136	7,6	100	14,6	303.006	23,4	23,4	30,0
	E4	3.083	8,4	1.111.800	2,2	2.170.972	8,4	100	14,3	334.744	23,4	23,4	30,0
	E5	3.652	10,0	1.635.000	3,2	2.571.709	10,0	100	11,7	396.534	23,4	23,4	30,0
	2472												

		Volllast-stunden	Design (grob durch Greenius)	Greenius Ergebnisse									
	E1	947	2,6	277.950	0,5	667.050	2,6	100	15,0	102.853	19,9	19,9	26,9
	E2	1.900	5,2	539.550	1,1	1.337.680	5,2	100	15,5	206.258	19,9	19,9	26,9
	E3	2.802	7,7	817.500	1,6	1.973.223	7,7	100	15,1	304.253	19,9	19,9	26,9
	E4	3.495	9,6	1.046.400	2,1	2.460.775	9,6	100	14,7	379.429	19,9	19,9	26,9
	E5	3.891	10,7	1.308.000	2,6	2.739.799	10,7	100	13,1	422.452	19,9	19,9	26,9

Tabelle 11: Ergebnisse von Auslegungsrechnungen heutiger Parabolrinnen-Systeme für unterschiedliche Volllaststunden

		Volllaststunden aus skalierten Wirkungsgradverbesserungen inklusive HGÜ-Verluste in MW h/a						LEC (1. Jahr) (solar bezogen auf nach D übertragene Energie)						Spezifische Kosten HGÜ in €/MW h					
		2014 (min)	2014 (max)	2023 (min)	2023 (max)	2050 (min)	2050 (max)	2014 (min)	2014 (max)	2023 (min)	2023 (max)	2050 (min)	2050 (max)	2014 (min)	2014 (max)	2023 (min)	2023 (max)	2050 (min)	2050 (max)
Marokko	**2935**																		
	M1	850	902	902	1.008	1.008	1.167	197,60	239,88	142,48	200,86	91,48	146,43	75,54	84,38	65,14	75,20	50,32	60,85
	M2	1.611	1.708	1.708	1.909	1.909	2.210	144,06	178,82	98,18	143,90	58,70	96,57	39,88	44,55	34,39	39,70	26,57	32,13
	M3	2.466	2.615	2.615	2.922	2.922	3.384	122,60	154,22	80,63	121,24	45,84	76,97	26,05	29,10	22,46	25,93	17,35	20,98
	M4	3.721	3.946	3.946	4.410	4.410	5.107	109,38	139,15	69,70	107,18	37,75	64,67	17,26	19,28	14,88	17,18	11,50	13,90
	M5	4.202	4.456	4.456	4.980	4.980	5.767	113,44	145,00	70,96	109,65	37,44	64,53	15,28	17,07	13,18	15,22	10,18	12,31
	2454																		
	M1	868	921	921	1.029	1.029	1.191	208,53	254,66	147,56	209,01	92,89	149,19	73,98	82,64	63,80	73,64	49,28	59,59
	M2	1.703	1.806	1.806	2.018	2.018	2.337	152,09	189,95	101,45	149,47	59,13	97,74	37,71	42,13	32,52	37,54	25,12	30,38
	M3	2.502	2.654	2.654	2.966	2.966	3.434	136,09	172,08	87,59	131,90	48,50	81,68	25,67	28,67	22,13	25,55	17,10	20,68
	M4	3.341	3.542	3.542	3.959	3.959	4.584	130,33	166,19	81,66	124,74	43,42	74,13	19,23	21,48	16,58	19,14	12,81	15,49
	M5	3.713	3.937	3.937	4.400	4.400	5.094	138,69	177,69	85,22	130,68	44,06	75,63	17,30	19,33	14,92	17,22	11,53	13,94
Spanien	**2111**																		
	E1	867	920	920	1.028	1.028	1.190	229,33	280,31	157,83	221,19	96,13	152,31	55,33	62,31	47,49	54,88	36,65	44,46
	E2	1.703	1.807	1.807	2.020	2.020	2.339	172,96	215,69	111,72	161,68	62,32	100,80	28,16	31,71	24,17	27,93	18,65	22,62
	E3	2.630	2.791	2.791	3.119	3.119	3.612	155,69	196,44	96,63	142,59	50,68	83,23	18,23	20,53	15,65	18,09	12,08	14,65
	E4	2.906	3.083	3.083	3.446	3.446	3.990	154,76	195,82	95,10	140,94	49,10	80,94	16,51	18,59	14,17	16,37	10,93	13,26

	Volllaststunden aus skalierten Wirkungsgradverbesserungen inklusive HGÜ-Verluste in MW h/a						LEC (1. Jahr) (solar bezogen auf nach D übertragene Energie)						Spezifische Kosten HGÜ in €/MW h					
E5	3.442	3.652	3.652	4.082	4.082	4.727	173,19	220,99	103,31	154,35	51,00	84,93	13,93	15,69	11,96	13,82	9,23	11,19
2472																		
E1	893	947	947	1.059	1.059	1.226	209,41	254,67	146,33	204,38	90,57	143,07	53,72	60,49	46,10	53,28	35,58	43,16
E2	1.790	1.900	1.900	2.123	2.123	2.459	154,22	191,50	100,98	145,94	57,21	92,28	26,79	30,17	22,99	26,57	17,74	21,52
E3	2.641	2.802	2.802	3.132	3.132	3.627	139,43	175,06	87,99	129,53	47,14	77,08	18,16	20,45	15,58	18,01	12,03	14,59
E4	3.293	3.495	3.495	3.906	3.906	4.523	134,47	169,80	83,20	123,66	43,20	71,19	14,56	16,40	12,50	14,44	9,64	11,70
E5	3.667	3.891	3.891	4.349	4.349	5.036	141,47	179,54	86,02	128,48	43,51	72,14	13,08	14,73	11,22	12,97	8,66	10,51

		Kosten für fossilen Brennstoff (Brennstoff + CO_2-Abgabe) in €/MW h						LEC (1. Jahr) (solar + fossil + HGÜ) in €/MW h					
		2014 (min)	2014 (max)	2023 (min)	2023 (max)	2050 (min)	2050 (max)	2014 (min)	2014 (max)	2023 (min)	2023 (max)	2050 (min)	2050 (max)
Marokko	**2935**												
	M1	7,43	7,43	8,80	7,82	11,42	10,28	280,56	331,68	216,41	283,88	153,22	217,55
	M2	7,43	7,43	8,80	7,82	11,42	10,28	191,37	230,80	141,37	191,42	96,69	138,97
	M3	7,43	7,43	8,80	7,82	11,42	10,28	156,07	190,75	111,89	154,99	74,61	108,23
	M4	7,43	7,43	8,80	7,82	11,42	10,28	134,07	165,86	93,38	132,19	60,67	88,85
	M5	7,43	7,43	8,80	7,82	11,42	10,28	136,15	169,50	92,93	132,69	59,04	87,12
	2454												
	M1	15,27	15,27	18,08	16,08	23,48	21,13	297,78	352,57	229,44	298,72	165,65	229,91
	M2	15,27	15,27	18,08	16,08	23,48	21,13	205,07	247,35	152,06	203,09	107,73	149,25
	M3	15,27	15,27	18,08	16,08	23,48	21,13	177,03	216,01	127,81	173,53	89,08	123,48
	M4	15,27	15,27	18,08	16,08	23,48	21,13	164,82	202,93	116,32	159,96	79,71	110,75
	M5	15,27	15,27	18,08	16,08	23,48	21,13	171,26	212,28	118,22	163,98	79,07	110,70
Spanien	**2111**												
	E1	17,53	17,53	20,77	18,46	26,96	24,26	302,19	360,16	226,08	294,53	159,74	221,03
	E2	17,53	17,53	20,77	18,46	26,96	24,26	218,65	264,93	156,65	208,06	107,93	147,69
	E3	17,53	17,53	20,77	18,46	26,96	24,26	191,45	234,50	133,05	179,14	89,72	122,14
	E4	17,53	17,53	20,77	18,46	26,96	24,26	188,80	231,94	130,03	175,77	86,99	118,46
	E5	17,53	17,53	20,77	18,46	26,96	24,26	204,66	254,22	136,03	186,63	87,19	120,38

2472												
E1	14,91	14,91	17,66	15,70	22,92	20,63	278,04	330,08	210,09	273,36	149,07	206,87
E2	14,91	14,91	17,66	15,70	22,92	20,63	195,92	236,57	141,63	188,21	97,87	134,43
E3	14,91	14,91	17,66	15,70	22,92	20,63	172,50	210,42	121,23	163,24	82,09	112,30
E4	14,91	14,91	17,66	15,70	22,92	20,63	163,94	201,11	113,36	153,80	75,77	103,53
E5	14,91	14,91	17,66	15,70	22,92	20,63	169,46	209,17	114,90	157,15	75,10	103,28

Tabelle 12: Ergebnisse der Stromgestehungskosten aufgeschlüsselt nach Kosten für den Solarstrom, HGÜ sowie Kosten für die fossile Zufeuerung für unterschiedliche Annahmen in Bezug auf die technische Entwicklung, Kosten und Standorte

Literatur

Alle Daten ohne weitere Quellenangaben basieren auf Erfahrungswerten der Mitwirkenden der Fachgruppe sowie eigenen Berechnungen und Abschätzungen der Autoren. Die Urheber räumen ein Nutzungsrecht für die Verwendung der Abbildungen in diesem Technologiesteckbrief im Rahmen der Online-Publikation ein.

BETTER 2014

Bringing Europe and Third Countries closer together through Renewable Energies, Project commissioned by Intelligent Energy Europe, Deliverables & Results from Work Package 3: North Africa Case Study 2014. URL: www.better-project.net [Stand: 09.02.2015].

Bojarski 2012

Bojarski, E.: *Solar Tower dismantling in Algeria – The economic recycling potential of the various tower materials,* Jülich: Fontys International Hogeschool Economie Venlo und Solar-Institut Jülich der FH Aachen 2012.

Boie et al. 2013

Boie, I./Pudlik, M./Ragwitz, M./Sensfuß, F./Bohn, S./Agsten, M./Bretschneider, P./Westermannjarski, D.: „Scenarios for renewable energy deployment in North African countries and electricity exchange with Europe – A model based analysis for 2050“. In: *International Journal of Smart Grid and Clean Energy (SGCE)*, 3:3, 2014, S. 299–306.

Burkhardt et al. 2010

Burkhardt, J. J./Heath, G./Turchi, C.: „Life Cycle Assessment of a Model Parabolic Through Concentrating Solar Power Plant With Thermal Energy“. In*: Proceedings of ASME 2010 4th International Conference on Energy Sustainability*, Phoenix, AZ, 17.–22. Mai 2010.

Denholm et al. 2014

Denholm, P./Jorgenson, J./Mehos, M.: „Quantifying the Value of Concentrating Solar Power in a Production Cost Model“. In: *ASME 2014 8th International Conference on Energy Sustainability*, Boston, MA, 20. Juni–2. Juli 2014.

Die Volkswirtschaft 2010

Die Volkswirtschaft: „Kritische Rohstoffe aus europäischer Sicht“. In: *Die Volkswirtschaft, Magazin für Wirtschaftspolitik*, 11, 2010, S. 12–15.

Dii 2012

Desertec Industrie Initiative: Argumente für Wüstenstrom: Zusammenfassung des Berichts „Desert Power 2050 – Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA“, 2012. URL: http://www.desertenergy.org/fileadmin/flippingbooks/dp2050_exec_sum_dt_web.pdf [Stand: 26.03.2015].

Eberhardt 2003
Eberhard, W.: *Kühlwasser – warum benötigen Wärmekraftwerke das?*, Kurzfassung, 2003. URL: http://www.energie-fakten.de/pdf/kuehlwasser-2.pdf [Stand: 09.02.2015].

Elsner et al. 2015
Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. (Hrsg.): *Analyse: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*. (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

El-Hajj 2012
El-Hajj, A.: *Determination of operation requirement of a 10 MW solar tower power plant disregarding the electrical consumption*, Bachelorarbeit, Jülich: Solar-Institut Jülich der FH Aachen 2012.

Fricke 2014
Fricke, B.: *Solarthermisches Turmkraftwerk mit volumetrischem Receiver: Ökologisches und ökonomisches Optimierungspotenzial der Bauphase*, Masterarbeit, Koblenz/Landau: Universität Koblenz-Landau 2014.

Fricke et al. 2014
Fricke, B./Ziolko, C./Anthrakidis, A./Hoffschmidt, B./Hermann, U.: *Ökobilanzielle Bewertung innovativer Designlinien solarthermischer Turmkraftwerke*, Endbericht, Jülich: Solar-Institut Jülich der FH Aachen 2014.

Gil et al. 2010
Gil, A./Medrano, M./Martorell, I./Lázaro, A./Dolado, P./Zalba, B./Cabeza, L. F.: „State of the art on high temperature thermal storage for power generation. Part 1 — concepts, materials and modellization“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 2010, S. 31–55.

Hess 2013
Hess, D.: *Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Europa*, Diplomarbeit, Stuttgart: Universität Stuttgart 2013.

Kagan et al. 2014
Kagan, R. A./Viner, T. C./Trail, P. W./Espinoza, E. O.: *Avian mortality at solar energy facilities in Southern California: A preliminary analysis*, National Fish and Wildlife Forensics Laborator, 2014.

Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015
Leopoldina/acatech/Akademienunion (Hrsg.): *Stellungnahme: Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung.* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2015.

Medrano et al. 2010
Medrano, M./Gil, A./Martorell, I./Potau, X./Cabeza, L. F.: „State of the art on high temperature thermal storage for power generation. Part case studies“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 2010, S. 56–72.

Meteonorm 2015

Meteonorm: *Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten*, 2015. URL: http://meteonorm.com/ [Stand: 06.07.2015].

OECD/IEA 2014-1

OECD/IEA: Technology Roadmap Concentrating Solar Power 2010, IEA Publishing 2014. Licence URL: www.iea.org/t&c/termsandconditions [Stand: 15.09.2015].

OECD/IEA 2014-2

OECD/IEA: Technology Roadmap Concentrating Solar Power 2010, *Le Journal des Énergies Renouvelables* 2010, 2014. Licence URL: www.iea.org/t&c/termsandconditions [Stand: 15.09.2015].

Platzer et al. 2015

Platzer, W./Boie, I./Ragwitz, M./Kost, C./Thoma, J./Vogel, A./Fluri, T./Pfeiffer, W./Burmeister, F. K./ Tham N./Pudlik, M./Bohn, S./Agsten, M./Bretschneider, P./Westermann, D./Schlegl, T.: *Supergrid – Ansatz für die Integration von Erneuerbaren Energien in Europa und Nordafrika*, Fraunhofer Studie, Freiburg, 2015.

Solargis 2013

Solargis: *World Map of Direct Normal Irradiation*, 2013. URL: http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/dni/SolarGIS-Solar-map-DNI-World-map-en.png [Stand: 18.08.2015].

Trieb 2006

Trieb F.: *Trans-CSP Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power*, 2006. URL: http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6588/ [Stand: 09.02.2015].

Trieb 2013

Trieb, F.: „Integration erneuerbarer Energiequellen bei hohen Anteilen an der Stromversorgung“. In: *Fachzeitschrift Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63: 7, 2013, S. 28–32. URL: http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/artikel_2013_07_trieb.pdf [Stand: 09.02.2015].

Trieb et al. 2012

Trieb, F./Schilling, C./Pregger, T./O'Sullivan, M.: „Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe“. In: *Energy Policy*, 42, 2012, S. 341–353.

Trieb et al. 2014

Trieb, F./Fichter, T./Moser, M.: „Concentrating solar power in a sustainable future electricity mix“. In: *Sustainability Science*, 9:1, 2014, S. 47–60.

WEEE 2000

Waste electrical and electronic equipment: *Richtlinie 2002/96/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Januar 2003 über Elektro- und Elektronik-Altgeräte*. URL: http://europa.eu/legislation_summaries/environment/waste_management/l21210_de.htm [Stand: 20.02.2015].

Wellmer/Herzig 2016

Wellmer, F.-W./Herzig, P. (Hrsg.): *Rohstoffe für die Energiesysteme der Zukunft* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016 i. E.

Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Sie hat untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau ergänzt werden kann. Als Zeithorizont wurde das Jahr 2050 betrachtet. Neben dem Technologiebedarf und den Kosten wurden auch die gesellschaftlichen Implikationen sowie der Ressourcenbedarf unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem beleuchtet.

Zur Ad-hoc-Gruppe gehören elf Fachgruppen mit Experten aus Wissenschaft und Industrie. Die Ergebnisse wurden in drei Formaten aufbereitet.

Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren Details zu den einzelnen Technologien und stellen den Stand der Technik ausführlich dar, zeigen Entwicklungspotenziale auf und beschreiben den Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Anhand einer interdisziplinären Matrix wurden alle Technologien im Hinblick auf Ressourcenverfügbarkeit, gesellschaftliche Akzeptanz, technischen Reifegrad und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet. Die Steckbriefe richten sich in erster Linie an Energiesystem-Modellierer, denen hiermit eine aktuelle, von Experten erstellte Datenbasis zur Verfügung gestellt wird.

Weitere Formate von der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“:

- Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge “ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
- Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter, allgemein verständlicher Form dar und zeigt Handlungsoptionen zur Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung auf.

Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

In der Ad-hoc-Gruppe arbeiteten rund 100 Experten aus Wissenschaft und Industrie mit. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren waren auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten.

Leitung

Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen

Mitwirkende der Fachgruppe Solarthermie

Fachgruppenmitglieder

Prof. Dr. Robert Pitz-Paal (Leitung)	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Institut für Solarforschung
Dr. Patrick Haibach	Deutscher Industrieverband Concentrated Solar Power (DCSP)
Prof. Dr. Bernhard Hoffschmidt	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Institut für Solarforschung
Dr. Reinhard Mackensen	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Dr. Werner Platzer	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Prof. Dr. Mario Ragwitz	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Prof. Dr. André Thess	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Institut für Technische Thermodynamik
Dr. Florian Zickfeld	Abengoa Solar GmbH

Wissenschaftliche Referenten

Dr. Berit Erlach	acatech
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch	Karlsruher Institut für Technologie

Institutionen und Gremien des Akademienprojekts

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

Prof. Dr. Robert Schlögl (Vorsitzender)	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Armin Grunwald	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Peter Herzig	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel

Prof. Dr. Ortwin Renn	Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften, Abteilung für Technik- und Umweltsoziologie
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Ferdi Schüth	Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum	Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg
Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (seit September 2015), Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften und der Künste
Prof. Dr. Günter Stock	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (bis August 2015), Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften (bis September 2015)
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Vizepräsidentin Leopoldina
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Klaus Töpfer	Ehemaliger Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dr. Ingrid Wünning Tschol (Gast)	Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach	Leiter der Koordinierungsstelle, acatech

Rahmendaten

Projektlaufzeit

04/2013 bis 02/2016

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.