

Concentrated Solar Power | CSP

Solare Energie rund um die Uhr

GRÜNER STROM

GRÜNE WÄRME

GRÜNER WASSERSTOFF



Solarturm (CERRO DOMINADOR)



Parabolrinne (FICHTNER GMBH & CO. KG)



Fresnel-Kollektoren (FRENELL GMBH)

Impressum

Herausgeber

Deutscher Industrieverband
Concentrated Solar Power (DCSP)

Anschrift

Oranienburger Str. 15
10178 Berlin
Telefon: +49 30 232 56 53 0
E-Mail: office@deutsche-csp.com
www.deutsche-csp.com

Redaktion

Juliane Hinsch, Dr. Joachim Krüger,
Jürgen Hogrefe

Autor

Jürgen Hogrefe / 1Future.international

Layout

Angela Pelzl, www.apema.de

Titelbild

Parabolrinnenkraftwerk Noor 2 und
Solarturmkraftwerk Noor 3, Ouarzazate/
Marokko (Fichtner GmbH & Co. KG)

Veröffentlichung

Berlin, Mai 2021

Der Deutsche Industrieverband Concentrated Solar Power (DCSP)

Der DCSP setzt sich seit dem Jahr 2013 für die Erzeugung und Nutzung von Strom, Wärme und Brennstoffen aus konzentrierenden Solartechnologien ein (engl. CSP = Concentrated Solar Power). Seine Mitglieder decken die gesamte CSP-Wertschöpfungskette ab. Diese reicht von der Projektentwicklung und -planung, über Ingenieurdienstleistungen, Komponentenlieferungen sowie Systemintegration bis hin zum Eigentum und Betrieb von solarthermischen Kraftwerken und Forschungseinrichtungen. Ziel des Verbandes ist es, Kräfte und Interessen der deutschen Marktteilnehmer zu bündeln und die internationalen Marktchancen zu erhöhen.



Deutscher Industrieverband
Concentrated Solar Power

Inhalt

- 04 – 05 **CSP: Solarstrom rund um die Uhr**
Der Beitrag der konzentrierenden Solarthermie (CSP)
zur globalen Energiewende
-
- 06 – 07 **CSP – ein Multitalent**
Wo solarthermische Energie eingesetzt werden kann
-
- 08 – 09 **So funktioniert konzentrierende Solarthermie**
-
- 10 – 11 **Der thermische Speicher**
CSP-Technologie liefert die Energie der Sonne auch nachts
-
- 12 – 13 **Hybridkraftwerke**
Durch CSP-Technologie kommen mehr Photovoltaik und
Windkraft ins Netz
-
- 14 – 15 **Grüne Wärme mit CSP**
... für Nah- und Fernwärmenetze und für die Industrie
-
- 16 – 17 **Grüner Wasserstoff – ein Hoffnungsträger**
... mit Hilfe von CSP
-
- 18 – 25 **Der Preis der solarthermischen Energie ...**
... und ihr wahrer Wert
-
- 26 – 27 **CSP kann ein Viertel der weltweiten Energie liefern**
Die globalen Märkte für solarthermische Energie
-
- 28 – 29 **Lokale Wertschöpfung**
Solarthermische Kraftwerke fördern die Entwicklung in
Anwenderländern
-
- 30 – 31 **Spitzenprodukte Made in Germany**
Das Leistungsspektrum von Industrie und Forschung

CSP: Solarstrom rund um die Uhr

Der Beitrag der konzentrierenden Solarthermie (CSP) zur globalen Energiewende

Wir stehen vor einer der bedeutendsten Transformationen der Industriegeschichte. Die Versorgung von gut acht Milliarden Menschen mit Energie, die die Ressourcen schont und den Klimawandel nicht weiter vorantreibt, ist gegenwärtig eine der größten Herausforderungen für Wissenschaft, Politik, Wirtschaft, die Finanzwelt und die Gesellschaft.

Diese Mega-Aufgabe hat die wissenschaftlich-technische und unternehmerische Phantasie mobilisiert. Mit Regulierung und erheblichem finanziellen Aufwand sind Entwicklungspfade erarbeitet worden, die in die richtige Richtung weisen: Energie muss erneuerbar sein.

Mit der Bereitstellung von Energie aus Sonne, Wind, Wasser, Geothermie und bioenergetischen Stoffen stehen wir global jedoch erst ganz am Anfang: Der Anteil der Erneuerbaren am Verbrauch der Primärenergie beträgt global momentan gerade einmal fünf Prozent. Die Klimavorgaben aus Paris jedoch erfordern, dass wir in knapp 30 Jahren weltweit unsere Energie klimaneutral produzieren müssen.

Noch wenig bekannt ist, was die konzentrierende solarthermische Energieerzeugung zur Lösung der nationalen wie der globalen Energie- und Wärmewende beitragen kann. Dabei ist die CSP-Energie eine bewährte Lösung zur Dekarbonisierung der Energiesysteme: dem Ausstieg aus Kohle, Gas und Öl für den Umstieg auf grünen Strom, grüne Wärme und grüne Kälte. Sie hat ein großes Potenzial für die Produktion von grünem Wasserstoff und ist deswegen ein Hoffnungsträger für nachhaltige Brennstoffe in Industrie und im Verkehr.

CSP ist natürliche Energie. Sie sammelt die Energiestrahlen der Sonne und konzentriert sie auf einen Punkt – daher der Name **Concentrated Solar Power**. CSP sammelt die Wärme der Sonne, wobei hohe Temperaturen von bis zu 1000 °C und darüber hinaus entstehen.

Die konzentrierende Solarthermie ist eine ausgereifte Technologie mit einer globalen Erfolgsbilanz von mehr als drei Jahrzehnten. Weltweit sind mehr als sechs Gigawatt Leistung aus CSP-Kraftwerken installiert. Sie hat die frühen Entwicklungsstufen einer Solarindustrie längst hinter sich und liefert mittlerweile Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen. CSP ist eine Energiequelle mit einem enormen Potenzial, das bei weitem noch nicht ausgeschöpft ist.

Die Wärme der konzentrierenden Solarthermie kann

- + über Dampfturbinen grünen Strom produzieren und in die Netze einspeisen
- + kostengünstig solare Energie speichern
- + grüne Nah- und Fernwärme bereitstellen
- + grünen Prozessdampf für die energieintensive Industrie erzeugen
- + einen bedeutenden Beitrag für die Produktion von grünem Wasserstoff leisten

Der bedeutendste Beitrag von CSP-Kraftwerken ist womöglich die Speicherbarkeit. Dank ihrer Fähigkeit, Wärme in großen Mengen kostengünstig zu speichern, können CSP-Kraftwerke grünen Strom rund um die Uhr liefern. „Clean Power on Demand 24/7“ nannten die Weltbank und die Internationale Energieagentur IRENA Anfang 2021 eine Studie, die die enorme Bedeutung der CSP-Technologie für die Energiesysteme hervorhebt.

Mit ihren Speichern kann CSP die globale Energiewende entscheidend voranbringen. Sie liefern auch dann grüne Energie, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Somit kann das Netz, das ein komplexes Energiesystem darstellt, stabilisiert werden. Die Gefahr von Stromschwankungen und Stromausfällen wird minimiert.



Clean Power on Demand 24/7

Solnova, Spanien (SIEMENS, 2009)

Die Wärme aus den Speichern von CSP-Kraftwerken ist das Bindeglied, um kostengünstig und problemlos mehr fluktuierende Energie aus Windanlagen und Photovoltaik in das Netz einzuspeisen. So werden Netze grün.

Hybridkraftwerke, die die verschiedenen gängigen erneuerbaren Energien kombinieren, stehen vor einer rasanten Entwicklung. Multi-Technologie-Lösungen sind der Schlüssel zu stabilen grünen Energiesystemen. CSP nimmt dabei eine Schlüsselrolle ein.

In dieser Darstellung wollen wir das große Potenzial der CSP-Technologie beleuchten: Ihre Technik, ihre Einsatzmöglichkeiten, ihre Marktfähigkeit und ihre Bedeutung für das Klima.

Deutsche Wissenschaftler, Unternehmen und Banken sowie Institutionen der Bundesregierung haben wesentlich dazu beigetragen, dass deutsches CSP-Know-how weltweit installiert ist und in der Forschung wie in der Anwendung weltweit eine Spitzenstellung einnimmt.

Diese Spitzenposition kann durch vermehrten Ausbau von CSP-Anlagen in aller Welt wie auch in Europa und in Deutschland erhalten und noch weiter ausgebaut werden.

Die CSP-Technologie ist auf dem besten Weg, ihre volle Bedeutung für die grünen Energiesysteme der Zukunft zu erweisen.



CSP – ein Multi-Talent

Wo solarthermische Energie eingesetzt werden kann

Das primäre Produkt von CSP-Anlagen ist Wärme, die durch die Konzentrierung von Sonnenlicht gewonnen wird. Diese Wärme kann sehr unterschiedlich genutzt werden.

Die geläufigste Anwendung ist Strom, der in einem solarthermischen Kraftwerk erzeugt wird. Ein CSP-Kraftwerk funktioniert wie ein traditionelles Dampfkraftwerk, das heißt, es produziert Dampf für den Betrieb einer Turbine, die über einen Generator Strom erzeugt.

Beim CSP-Kraftwerk werden allerdings die sonst üblichen Energieträger wie Kohle, Öl oder Gas durch die Energie der Sonne ersetzt. Die Lichtenergie der Sonne wird in einem Spiegelsystem konzentriert und über Wärmeträger und -wandler in den Dampfkreislauf eingebracht. So entsteht **grüner Strom**.

Die Wärme aus CSP-Kraftwerken kann jedoch auch direkt genutzt werden, zum Beispiel als **Nah- und Fernwärme** für Wärme- oder auch für Kältenetze. CSP-Anlagen können Wärme auch in hohen Temperaturen als Wärme oder Dampf liefern, die für die **industrielle Anwendung** infrage kommen.

Auch in den Energiesystemen der Zukunft kann CSP-Energie genutzt werden: zur Herstellung von **grünem Wasserstoff** und seinen Derivaten durch Lieferung von kostengünstigem Strom, wie auch mit Dampf in hohen Temperaturen für die Hochtemperatur-Elektrolyse HTEL zur Abspaltung des Wasserstoffs.



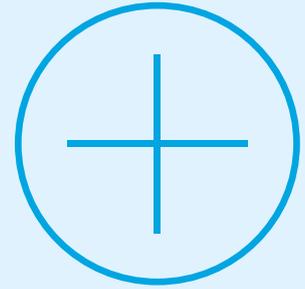
Anwendungsbeispiele für konzentrierende Solarthermie

Strom 	Thermische Speicher 	Nah- und Fernwärme 	Prozesswärme 	Wasserstoff 
<ul style="list-style-type: none"> + Solarkraftwerke von 500 kWe bis 1 GW + Hybridkraftwerke mit PV und Wind + Für grünen Strom 	<ul style="list-style-type: none"> + Von 2 MWh bis 1 GWh + Unterschiedliche Technologien verfügbar + Nachnutzung von Kohlekraftwerken 	<ul style="list-style-type: none"> + Grüne Wärme für Nah- und Fernwärme + Temperaturen von 60 bis 160 °C + Kühlung und Klimatisierungen von Wohnbereichen und Gewerbe/Industrie + Saisonale Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> + Temperaturen von 90 bis 430 °C + Für die Industrie: Brauereien, Lebensmittelindustrie, Chemie- und Pharmaindustrie, Papierindustrie + Meerwasserentsalzung + Solarthermisch verbesserte Ölrückgewinnung 	<ul style="list-style-type: none"> + Günstiger grüner Strom für Elektrolyseure + Beiträge zur Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) + Prozesswärme für Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu Produkten wie Ammoniak und Methanol



30 MW Fresnel-Solar-Kraftwerk Puerto Errade 2, Calasparra, Spanien (FRENELL GMBH)

So funktioniert konzentrierende Solarthermie



Die konzentrierende Solarthermie nutzt denselben Rohstoff wie die Photovoltaik (PV) – das Licht der Sonne. Doch in der Anwendung und Nutzung sind diese beiden Solartechniken sehr verschieden.

Während die PV Sonnenlicht direkt über einen chemisch-mineralischen Umwandlungsprozess in elektrischen Gleichstrom umwandelt, der über Wechselrichter normalerweise direkt in das Stromnetz eingespeist wird, geht man in der konzentrierenden Solarthermie einen anderen Weg: Hier bündelt man die Lichtstrahlen der Sonne mit Hilfe von Spiegeln, die sich nach dem Verlauf der Sonne ausrichten, und lenkt die Lichtstrahlen auf einen bestimmten Punkt oder auf eine Brennlinie. Dadurch wird die Lichtenergie effektiv konzentriert. Diese Konzentration erzeugt Wärme, wie bei einem Brennglas. Daher der Name: Konzentrierende Solarthermie (**Concentrated Solar Power - kurz: CSP**).

Es gibt verschiedene CSP-Techniken. Doch allen ist gemeinsam, dass sie das Sonnenlicht in Hochtemperatur umwandeln. Diese Wärme kann direkt genutzt werden oder über Wärmetauscher einen Wasser-Dampf-Kreislauf versorgen, in dem mittels Dampfturbinen Strom erzeugt wird.

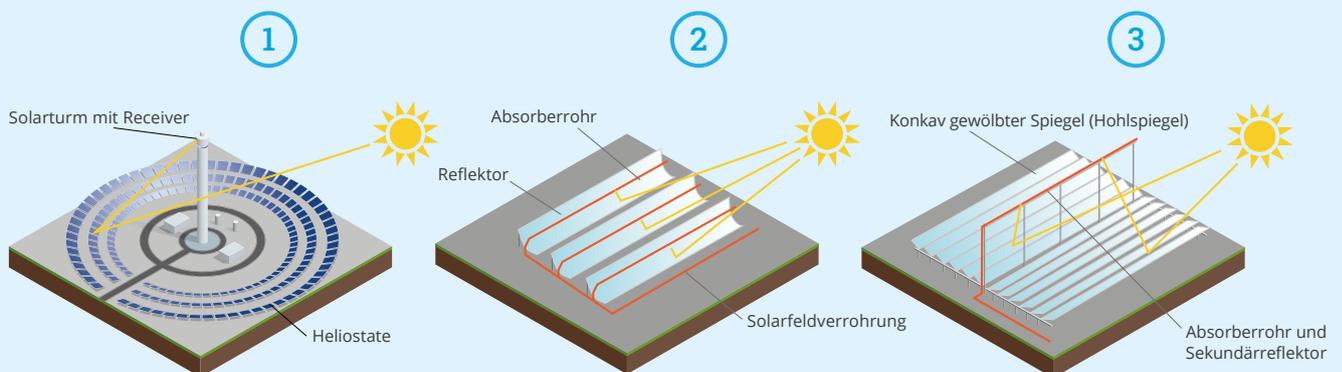
Die technologische Herausforderung beim CSP-Solarfeld besteht darin, die erforderliche optische Präzision und gleichzeitige Robustheit gegen Umwelteinflüsse wie Wind und Temperaturschwankungen zu erreichen - bei möglichst

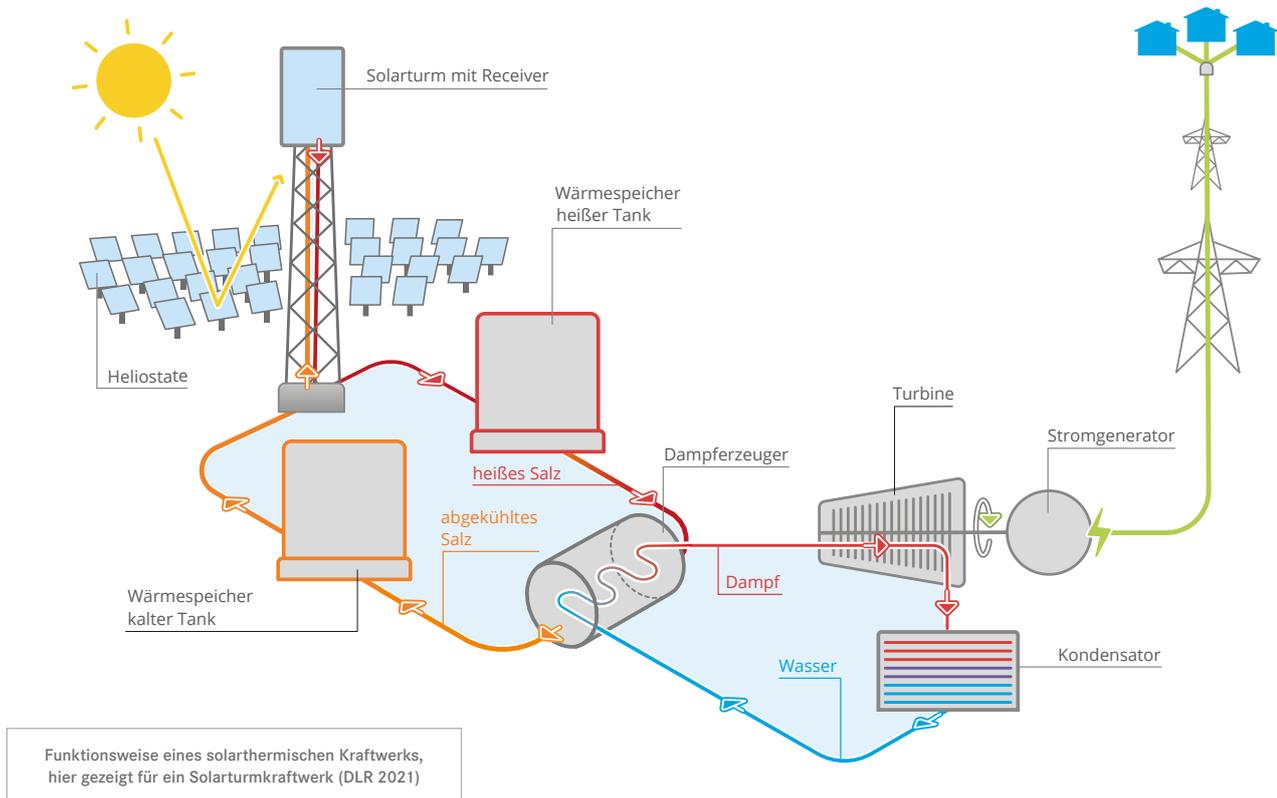
niedrigen Kosten. Je stärker die Konzentration der Lichtstrahlen, umso schneller können höhere Temperaturen erreicht werden. Dadurch steigt der Wirkungsgrad des Prozesses. Je höher dieser ist, desto weniger Kollektorfläche benötigt das Kraftwerk zur Erzeugung der gewünschten elektrischen oder Wärmeleistung.

CSP ist High-Tech – und schon seit Jahrzehnten bewährt. CSP-Kraftwerke funktionieren zuverlässig in den sonnenreichen Ländern rund um den Globus. Wegen der hohen direkten Sonneneinstrahlung tragen sie hier schon in beträchtlichem Umfang zur Produktion von Strom bei. Das Leistungsvermögen von CSP-Anlagen erweist sich in der Fähigkeit, die Lichtleistung effizient in Wärme umzusetzen. Deshalb kann man hohe Leistungen auch bei niedrigen Umgebungstemperaturen erzielen.

Mittlerweile ist die CSP-Technologie so weit vorangeschritten, dass sie auch zur Produktion von Wärme sowie Prozesswärme für die Industrie in gemäßigten Klimazonen wie Mitteleuropa eingesetzt werden kann. Hier können ohne Weiteres Bedarfe für Prozesswärme mit Temperaturniveaus von bis zu 500 °C gedeckt werden.

In der Praxis kommen drei verschiedene Techniken für die Konzentration der Solarstrahlung zum Einsatz: Solartürme (1), Parabolrinnen (2) und Linear-Fresnel-Systeme (3).





Bei **Solarturmkraftwerken** lenken Spiegelflächen, die auf zwei Achsen dem Verlauf der Sonne folgen, das Sonnenlicht auf einen zentralen Strahlungsempfänger (Receiver), der hoch auf einem Turm angebracht ist. Ein Medium nimmt dort die Wärme auf. Als Medium wird üblicherweise flüssiges Salz verwendet. Andere Medien mit bislang geringerer kommerzieller Bedeutung sind Luft, Wasser und Thermoöle. Das Medium transportiert die Energie der Sonnenstrahlung in den Wärmespeicher und weiter zum Kraftwerkskreislauf. Die Spiegelflächen, auch Heliostate genannt, sind bis zu 200 Quadratmeter groß. In kommerziellen Kraftwerken sind mehrere tausend Stück davon im Halbkreis oder kreisförmig auf den Solarturm ausgerichtet. Ihre starke Strahlungskonzentration erzeugt am Receiver Oberflächentemperaturen, die das Wärmeträgermedium auf rund 600 °C erwärmen.

Parabolrinnenkraftwerke wurden bisher kommerziell am häufigsten realisiert. Parabolisch geformte Spiegelrinnen, auch Kollektoren genannt, werden hier auf einer Achse mit Hilfe hydraulischer Antriebe dem Lauf der Sonne nachgeführt. Sie fokussieren die Lichtstrahlen im Brennpunkt der Spiegelrinne auf ein Absorberrohr, das im Abstand des halben Spiegelradius längs durch die Rinne verläuft. Die Energie aller einfallenden Lichtstrahlen vereinigt sich in dieser Brennlinie, wodurch die Lichtenergie effektiv konzentriert wird. In diesem Absorberrohr nimmt ein spezielles Thermoöl oder ein Fluid aus anderem Material die Wärme auf. Ein Pumpensystem leitet die hoch erhitzten Fluide in den Wärmetauscher, der an einen Wasser-Dampfkreislauf angeschlossen ist.

Die Absorberrohre sind das Herzstück der Kollektoren: Eine optisch selektiv wirkende Beschichtung auf dem Rohr absorbiert das sichtbare Licht und hemmt gleichzeitig die Abstrahlung von Wärme. Das Absorberrohr ist von einem etwas größeren Glasrohr umgeben, und ähnlich wie bei einer Thermoskanne gibt es zwischen den beiden Rohren ein Vakuum. Dadurch werden die Wärmeverluste durch Abstrahlung erheblich reduziert.

Die Kollektoren sind bis zu sieben Meter breit und bis zu 200 Meter lang. Die heute kommerziell eingesetzten Thermoöle in den Receivern erlauben eine Betriebstemperatur bis 430 °C. Es werden zurzeit neue Medien erforscht und erprobt, die schadlos höhere Temperaturen aufnehmen können, z. B. Flüssigsalze mit bis zu 600 °C Betriebstemperatur.

Fresnel-Kollektoren funktionieren ähnlich wie Parabolrinnen. Der konzentrierende Spiegel ist hierbei jedoch in langgestreckte, einzelne Facetten zerlegt, die sich ebenfalls nach dem Stand der Sonne richten. Sie befinden sich in einem Abstand horizontal angeordnet über dem Boden. Das Absorberrohr ist oberhalb der Spiegel angebracht. Die Gestelle, von denen sie gehalten werden, sind ortsfest installiert. Diese Bauart ist sehr robust und kann deshalb hohen Windlasten widerstehen; außerdem sind kleine Bauweisen möglich, was auch die Aufstellung auf Flachdächern erlaubt. Die spezielle Kollektorgeometrie zieht einen geringeren optischen Wirkungsgrad nach sich, der aber durch niedrigere Kollektorkosten kompensiert wird.



Der thermische Speicher



Speicher Andasol 3, Spanien, Eigentümer Marquesado Solar (CSP SERVICES GMBH)

CSP-Technologie liefert die Energie der Sonne auch nachts

Eine wichtige Komponente solarthermischer Kraftwerke ist der integrierte **thermische Speicher**. CSP ist in der Lage, Energie aus der Sonnenstrahlung zunächst in thermische Energie umzuwandeln. Diese Wärme kann man, je nach genutztem Wärmetransfermedium (Heat Transfer Fluid HTF) entweder speichern oder auch direkt zur Wärme- oder Stromerzeugung nutzbar machen. Die thermische Energiespeicherung ermöglicht damit eine Nutzung der Sonneneinstrahlung an 24 Stunden am Tag. CSP lässt gleichsam die Sonne auch nachts scheinen. Die Wärme der Sonne macht's möglich.

Solarthermische Kraftwerke setzen auf die Speicherung des Zwischenprodukts Wärme und nicht des Endprodukts Strom. Während der Transport von Wärme über längere Entfernungen und größere Zeiträume teurer und komplizierter ist als der Transport von Elektrizität, gilt für die Speicherung von Wärme das Gegenteil.

Beim Einsatz von großen Speichern, die über einen langen Zeitraum eine feste Leistung liefern können, ergibt sich eine bessere **Wirtschaftlichkeit** für Wärmespeicher. Damit ermöglicht die Speicherung von Wärme mit CSP-Technologie in sonnenreichen Gebieten bereits heute einen Strompreis in der Größenordnung von konventionellen Kraftwerken oder darunter.

IRENA und Weltbank haben 2021 in ihrer Studie festgehalten, dass die Stromerzeugung mit konzentrierenden solarthermischen Anlagen und Wärmespeichern mit einer Kapazität von mehr als vier (Volllast-)Stunden günstiger ist als die Stromerzeugung aus PV mit der Speicherung von Strom in Batterie-Systemen. Dieser Vorteil der CSP kann je nach Standort mit höherer Sonneneinstrahlung auch schon bei kleineren Speichergrößen erreicht werden, das heißt bei weniger als vier (Volllast-) Stunden. Es ist zu erwarten, dass sich Batteriespeicher durch Kostensenkungen langfristig dem Kostenvorteil der CSP-Speicher annähern. Deswegen wird sich der Vorteil der thermischen Speicher mit der Zeit hin zu größeren Speichern verschieben.

Die thermischen Speicher auf Basis von **Flüssigsalz** sind Behälter (Tanks) mit bis zu 40 Metern Durchmesser und 15 Metern Höhe. Sie sind mit einem Gemisch aus Kaliumnitrat und Natriumnitrat befüllt, das ab 250 °C flüssig wird. Die Tanks mit den geschmolzenen Salzen werden genutzt, um die Wärme aus den Solar-Kollektoren und Receivern aufzunehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzugeben.

Heute werden im kommerziellen Betrieb üblicherweise Flüssigsalzspeicher verwendet (auch Salzschnmelzen genannt). Sie bestehen aus zwei Tanks mit jeweils einem heißen und einem kalten Temperaturniveau. Beim sogenannten Beladeprozess wird das Flüssigsalz mit ca. 290-300 °C aus dem kälteren Tank gepumpt und dann entweder direkt im Receiver von der konzentrierten Sonnenstrahlung oder indirekt über einen anderen Wärmeübertrager erhitzt. Die Wärme wird danach in den heißen Tank geleitet. Beim Entladeprozess bzw. der Wärmeentnahme wird Flüssigsalz aus dem heißen Tank gepumpt, und gibt die Wärme mittels eines Wärmeübertragers direkt oder indirekt an einen **Dampfherstellungsprozess** ab, wobei es wieder gekühlt und dann in den kalten Tank geleitet wird. Bei Be- und Entladeprozessen verschieben sich somit die Füllstände der beiden Tanks wie in korrespondierenden Gefäßen. Es muss im technischen Betrieb stets darauf geachtet werden, dass eine Mindesttemperatur des Salzes nicht unterschritten wird, damit das Gemisch nicht wieder kristallisiert. Abhängig vom eingesetzten Salz sind Arbeitstemperaturen bis 565 °C möglich.

Zur Stromerzeugung wird der Dampferzeuger mit Wärmeenergie versorgt, die entweder direkt aus dem Solar-Receiver oder aus dem Speicher kommt. Der mit der Wärme erzeugte **Dampf** treibt dann einen klassischen Dampfturbinenprozess an. Die Dampfturbinen, die in Solarkraftwerken zum Einsatz kommen, lassen sich sehr flexibel betreiben und können so der Nachfrage ideal folgen.

Die im kommerziellen Betrieb laufenden Anlagen verfügen bereits heute über Speicherkapazitäten zwischen sechs und 15 Volllaststunden. Damit kann ein Betrieb rund um die Uhr oder gezielt zu Spitzenbedarfszeiten erfolgen. Der **thermische Speicher** erlaubt die Verschiebung von Energiemengen über einen oder gegebenenfalls auch mehrere Tage hinweg. Da die Stromerzeugung flexibel an die Nachfrage angepasst werden kann, gehören solarthermische Kraftwerke zu den **regelbaren Kraftwerken**. Sie sind grundlastfähig, weil sie in der Lage sind, eine berechenbare Menge Strom zuverlässig über einen langen Zeitraum in ein Energiesystem wie die Netze einzuspeisen.

Obwohl CSP-Speichertechnologie seit langem bewährt und schon jetzt zuverlässig ist, sind durch Forschung sowie vermehrten Einsatz und Massenproduktion noch **Entwicklungssprünge** zu erwarten. Diese können zu einer weiteren Kostenreduzierung führen.



Hybridkraftwerke

Durch CSP-Technologie kommen mehr Photovoltaik und Windkraft ans Netz

Der indirekte Weg, die Solarstrahlung zunächst in Wärmeenergie und erst dann in elektrische Energie umzuwandeln, erscheint umständlich im Vergleich zu PV-Solarzellen, die das Sonnenlicht sofort in Strom umwandeln. Tatsächlich liegt aber gerade darin einer der Vorzüge **solarthermischer Kraftwerke und ein enormer Wert für zukünftige Energiesysteme ohne fossile Brennstoffe**: Wärme lässt sich einfacher und kostengünstiger speichern als Strom. Über ihre kostengünstigen, direkt im Kraftwerk integrierten Wärmespeicher können CSP-Anlagen grünen Strom auch dann liefern, wenn Photovoltaik und Windkraft nicht liefern, beispielsweise nachts und bei Windstille.

In der europäischen wie der globalen Energiewende insgesamt wird in Zukunft die Komplementarität der verschiedenen erneuerbaren Energieproduktionsformen eine größere Rolle spielen. Gerade in der Kopplung unterschiedlicher erneuerbarer Energien wird sich ihr Vorteil umso mehr erweisen – sowohl in Bezug auf die ökonomische als auch auf die ökologische Bilanz.

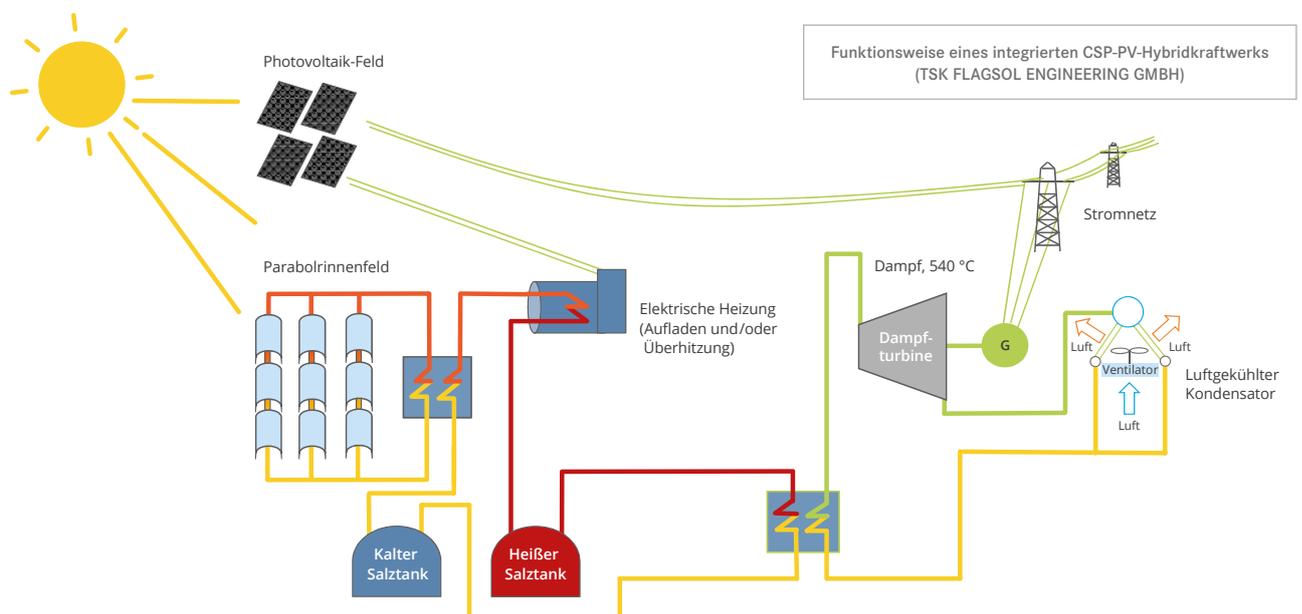
Unlängst haben die Weltbank und die Internationale Energieagentur IRENA festgestellt, dass solarthermische Kraftwerke gekoppelt mit PV oder Windkraftanlagen eine zunehmend bedeutende Rolle beim globalen Ausbau der erneuerbaren Energien zuteilwerden wird. Das gilt insbesondere für die Stromproduktion in den sonnenreichen Ländern.

Für Kopplung in sogenannten Hybrid-Anlagen sprechen eine Reihe von Gründen.

Werden CSP-Kraftwerke mit Photovoltaik-Feldern kombiniert, so können die spezifischen **Stromgestehungskosten (LCOE)** für die CSP-Anlage erheblich reduziert werden. Das CSP-Kraftwerk kann dieselbe Turbine betreiben, aber sein Solarfeld kann kleiner und diverse Nebenanlagen geringer dimensioniert werden, da die PV-Module die Lastspitzen im Netz kostengünstiger bedienen können. Zugleich kann der überschüssige Strom aus PV-Modulen zur Temperierung der Salzspeicher verwendet werden.

PV und CSP können sich auch die allgemeinen Versorgungseinrichtungen und Infrastruktur teilen, die ein Solarpark benötigt: Leitungsanbindung, Telekommunikation, Verwaltung, Sicherheit, Verwaltungsgebäude und Wartung der technischen Anlagen. Das gleiche gilt grundsätzlich auch für Windkraftparks. Die Investitionskosten sinken dadurch signifikant.

Wenn Erzeuger erneuerbarer Energien wie PV- oder Windanlagen keinen Strom liefern können (zum Beispiel in Teillast oder in den sogenannten Dunkelflauten), verlagern sie die Aufgabe der Netzstabilisierung gegenwärtig meist auf andere Kraftwerke, die überwiegend fossil betrieben sind. CSP-Kraftwerke können in solchen Zeiten diese Netzdienstleistung mit abdecken. So können fossile Kraftwerke durch CSP ersetzt und dadurch Treibhausgase kostengünstig reduziert oder ganz vermieden werden.





CSP-PV-Hybridkraftwerk (co-located) Cerro Dominador, Maria Elena, Chile (CERRO DOMINADOR)

Die Speicherung von Energiemengen und die damit verbundene **Regelbarkeit** von CSP-Anlagen ermöglicht den Ausgleich von fluktuierenden Energien und sichert die erforderliche Spannung im Netz. Diese Fähigkeit zur **Netzstabilisierung** ist eine zentrale Eigenschaft solarthermischer Kraftwerke. Sie macht den Wert dieses Anlagentyps für ein zukünftiges System zur Produktion von grünem Strom aus.

Dazu kommt die klimapolitische Bedeutung von CSP-Technologie für die europäische und deutsche Wasserstoffstrategie und für die Bereitstellung für Wärme für Fernwärmenetze. Sie wird hier gesondert auf den Seiten 14-15 behandelt.

DIE ZUKUNFT DER KOMBI-SYSTEME HAT SCHON BEGONNEN

Ein Hybrid-Kraftwerk mit großer Leistung entsteht bald in Marokko. Das Kraftwerk NOOR Midelt in Marokko soll CSP und PV für eine installierte Gesamtleistung von 800 MW kombinieren. Das Projekt DEWA „Mohammed bin Rashid Al Makhtoum Solar Park Phase IV“ in Dubai, das 2022 in Betrieb gehen soll, kombiniert 700 MW CSP mit 250 MW PV. Als CSP-Technologien werden ein Solarturm mit 100 MW Leistung und einem thermischen Speicher von 15 Stunden Kapazität sowie drei CSP-Parabolrinnenkraftwerke eingesetzt. Letztere verfügen über eine Leistung von je 200 MW und Speicher mit einer Kapazität von jeweils 12,5 Stunden. Technisch ist dies kein eigentliches Hybridkraftwerk, sondern eine Addition unterschiedlicher Technologien. Das Interessante daran ist jedoch, dass hier die CSP-Kraftwerke für die Spitzenlast im Netz sorgen, die in den Abendstunden liegt – nach Sonnenuntergang, wenn PV nicht liefern kann.

Der Solarkomplex DEWA IV ist mit 950 MW nicht nur das größte Kraftwerksprojekt für erneuerbare Energien weltweit bei einer Investitionssumme von 4,2 Mrd. US-Dollar. Er ist Bestandteil eines großen Solarkomplexes von insgesamt fünf GW. Dabei wird auch der bisher geringste Strompreis für ein CSP-Kraftwerk benannt: Der Vertrag für den Strom sieht einen Abnahmepreis von 0,073 US-Dollar pro kWh vor. Dieser gilt für eine Laufzeit von 35 Jahren.

Zu dieser erheblichen Vergünstigung des CSP-Strompreises haben in den zurückliegenden Jahren wesentlich die rapide gesunkenen Gestehungskosten für CSP beigetragen (siehe Kapitel Preise S. 18-25).



Grüne Wärme mit CSP



... für Nah- und Fernwärmenetze und für die Industrie

Die Umstellung auf grüne, also erneuerbar hergestellte Wärme ist einer der noch am wenigsten durchdrungenen und durchgeplanten Sektoren der Energiepolitik. Dabei ist der Handlungsbedarf enorm.

Im Industrieland Deutschland hat die Industrie einen Anteil von 29 Prozent am Endenergieverbrauch. Der weit überwiegende Teil davon, fast 75 Prozent wird als sogenannte Prozesswärme in den höheren Temperaturbereichen benötigt. Faktisch heißt das: Der Verbrauch an Energie für die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie entspricht in etwa dem gesamten deutschen Stromverbrauch.

Die Bundesregierung hat das Ziel ausgerufen, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme (Raum-, Kühl- und Prozesswärme sowie Warmwasser) bis zum Jahr 2030 auf 30 Prozent zu erhöhen.

Im globalen Maßstab überstieg der industrielle Wärmeenergiebedarf gar den gesamten weltweiten Stromverbrauch um 18 Prozent.

Der weitaus größte Teil der Wärme wird gegenwärtig noch mit fossilen Energieträgern erzeugt. Die konzentrierende Solarthermie (CSP) kann mit ihren technologischen Möglichkeiten zu einem guten Teil zum Gelingen der deutschen und europäischen Wärmewende beitragen.

Konzentrierende Kollektorsysteme wie Parabolrinnen und Fresnel-Spiegel produzieren – je nach Konstruktion und Funktionsweise – Wärme zwischen 60 und etwa 500 °C Betriebs-

temperatur. In dieser Spanne können CSP-Anlagen selbst in Deutschland grüne Prozesswärme sowie Nah- und Fernwärme bereitstellen.

Nah- und Fernwärme

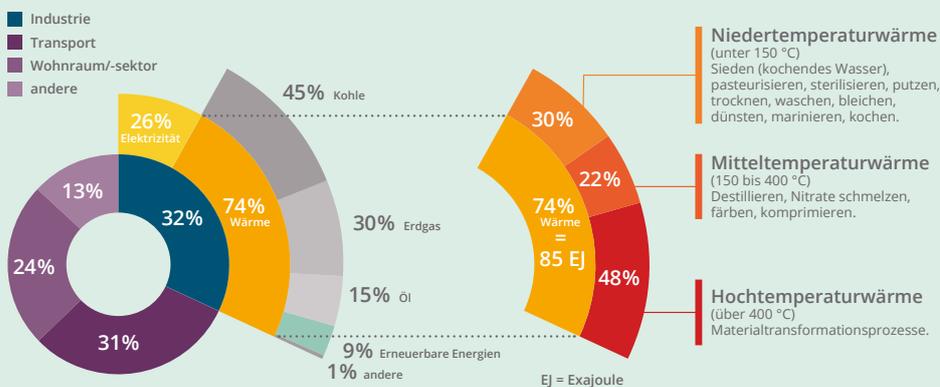
Die Betreiber von deutschen Fernwärmenetzen stellten im Jahr 2017 rund 161 TWh Wärme zur Verfügung, fast ausschließlich aus fossiler Erzeugung. CSP-Solkollektoren können – hierzulande errichtet und betrieben – künftig einen erheblichen Beitrag zur Deckung dieses Bedarfs an **Warmwasser- und Raumwärme** liefern.

Der große Vorteil der konzentrierenden Solarthermie ist bei der Wärmeproduktion derselbe wie bei der Stromproduktion: CSP-Solkollektoren sammeln die Wärmestrahlung der Sonne und konzentrieren sie zu hohen Temperaturen, die eine **effektive Speicherung** erlauben. Die Speicherung führt zu einem hohen Deckungsgrad und zu einer saisonal ausgeglicheneren Versorgung mit Wärme.

Entgegen einer weit verbreiteten Vorstellung funktionieren Parabolrinnen- und Fresnel-Kollektoren auch **in sonnenärmeren** Breitengraden technisch gut und können auch wirtschaftlich sinnvoll sein. Das gilt sogar bei vergleichsweise geringen Betriebstemperaturen ab 60 °C. Mittlerweile haben verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen das Potenzial von Parabolrinnen-Kollektoren für die Wärme in Deutschland aufgezeigt. Die positiven Ergebnisse fanden mittlerweile unter anderem Eingang in die VDI-Richtlinie 3988 „Solarthermische Prozesswärme“. VDI-Richtlinien bilden den Stand der Technik ab und setzen die richtungsweisenden und praxisorientierten Standards.

CSP-Kollektoren können bereits heute Wärmegestehungskosten erreichen, die mit denen stationärer Kollektoren vergleichbar sind, wenn die Temperaturen bei 80 °C oder darüber liegen und ein Solarfeld in einer Größe von einigen tausend Quadratmetern zum Einsatz kommt. CSP-Kollektoren mit niedrigeren Anforderungen an Temperatur als 80 °C sind schon heute ökonomisch sinnvoller, wenn Speicher integriert sind.

Die **Wirtschaftlichkeit** von CSP-Wärmeanlagen hat sich sogar noch höher im Norden erwiesen. In Dänemark, einem Land mit großen kommunalen Wärmenetzen, wurden



Weltweiter Endenergiebedarf nach Sektoren im Jahr 2014 (EPP 2017)

bereits 1,6 Millionen Quadratmeter Kollektorfläche zur Nahwärmeversorgung errichtet, oft in Verbindung mit saisonalen Wärmespeichern. Knapp 50.000 Quadratmeter wurden in jüngeren Projekten mit CSP-Kollektoren errichtet.

Hier hat sich herausgestellt, dass Parabolrinnen-Kollektoren ab einer Betriebstemperatur von 50 - 80 °C höhere jährliche Wärmeerträge liefern als Flachkollektoren mit der gleichen Kollektorfläche. Bei ähnlichen Investitionskosten weisen konzentrierende Kollektoren vergleichbare oder – bei höheren Temperaturen – sogar eine deutlich bessere Wirtschaftlichkeit auf. In Deutschland wird gegenwärtig der Einsatz von Parabolrinnen zur Fernwärmeunterstützung von Stadtwerken geprüft. Die Anlagen werden dabei jeweils zwischen 10.000 und 50.000 Quadratmeter Spiegeloberfläche aufweisen und in der Lage sein, die Grundlast im Sommer solar zu erbringen.

Anders als bei der Stromerzeugung ist die Erzeugung von Wärme lokal gebunden, das heißt: nicht über größere Entfernungen wirtschaftlich zu transportieren. Die Nutzung von Biomasse ist die einzige thermische Alternative im größeren Maßstab. Allerdings benötigt die Biomasse zur Wärmeerzeugung mehr als zehnmal so viel Fläche. Dennoch: An geeigneten Standorten können Solarthermie und Biomasse synergetisch miteinander gekoppelt werden, weil die Biomasse berechenbar Wärme in Netze einspeisen kann.

Die konzentrierende Solarthermie hat gegenüber Flachbett-Kollektoren den Vorzug, dass sie auf einer begrünten Fläche betrieben werden kann. Pflanzen können unter den CSP-Kollektoren dauerhaft bestehen und so etwa dem **Naturschutz** dienen, sie bieten auch Raum für **Artenvielfalt**. Zudem können bei der Umstellung auf CSP-Anlagen bestehende Wärmenetze weiterverwendet werden und auch die **Haustechnik**, die auf höhere Temperaturen ausgerichtet ist, muss nicht komplett ausgewechselt werden. Beides zusammen verringert die Kosten für die Umstellung auf grüne Wärme erheblich.

Thermische Kollektoren sind langlebig; Ihre Laufzeit wird auf 30 Jahre und länger veranschlagt.



Prozesswärme für die chemische Industrie in Oostende, Belgien (SOLARLITE CSP TECHNOLOGY GMBH)

Die Ergebnisse der Untersuchungen für Deutschland und des Betriebs in Dänemark sind weitgehend übertragbar auf ganz Mitteleuropa. So produziert ein deutsches Unternehmen in Belgien mit seinen Parabolspiegeln die Wärme für Industrieanlagen im Hafen von Antwerpen und Oostende. Der solar hergestellte Dampf dient der Temperierung von Behältnissen eines Lager- und Umschlagsunternehmens für chemische Produkte. Die klimatischen Bedingungen für CSP-Anlagen sind in Südeuropa indes natürlich noch vorteilhafter als in Mitteleuropa.

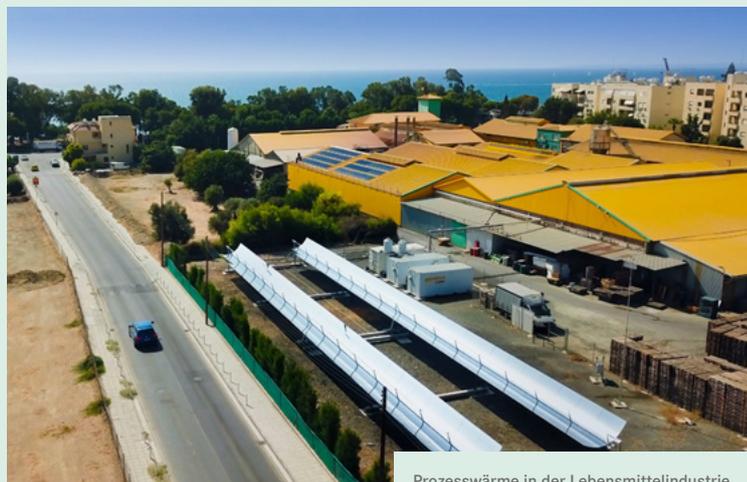
Prozesswärme für die Industrie

Konzentrierende Kollektorsysteme sind je nach Konstruktion für die Erzeugung von Prozesswärme bis zu einer Betriebstemperatur von 400 °C und darüber hinaus geeignet. Damit kann CSP-Wärme in weiten Bereichen der Industrie eingesetzt werden, z.B. in der Lebensmittel-, Textil- und Automobilbranche.

Vor allem vier **energieintensive Branchen** nutzen Hochtemperaturwärme im Bereich oberhalb von 400 °C: Eisen und Stahl, Aluminium, Chemie und Petrochemie, Kalk und Zement. Solarturmsysteme erzeugen Temperaturen von über 1000 °C und können die dafür benötigte Wärme in den jeweiligen Prozess einbringen – entweder direkt durch konzentrierte Strahlung oder über geeignete Wärmeträgermedien.

Technologien für Anwendungen in diesen Branchen befinden sich noch in frühen Entwicklungsstadien. Doch die industrielle Anwendungsphase hat begonnen.

In Zypern beispielsweise nutzt ein Unternehmen der Lebensmittelindustrie den bis zu 425 °C heißen Dampf aus Solarkollektoren eines deutschen Herstellers unter anderem für die Pasteurisierung von Fruchtsäften. Das in Köln entwickelte Kraftwerk reduziert den Schwerölverbrauch des zyprischen Unternehmens um rund 20 Prozent. 150 Tonnen des Treibhausgas Kohlendioxid bleiben der Atmosphäre so Jahr für Jahr erspart.



Prozesswärme in der Lebensmittelindustrie, Limassol, Zypern (PROTARGET AG)

Grüner Wasserstoff

– ein Hoffnungsträger



... mit Hilfe von CSP

Der fundamentale Umbau der Energieversorgung erfordert mehr als nur die Umstellung auf Elektrifizierung, die CO₂-neutral ermöglicht wird. Wir brauchen alternative Energieträger, die nachhaltig genutzt werden. Hier gilt Wasserstoff (H₂) als Schlüsselement.

H₂ kann aufgrund seines hohen Energiegehalts und seiner sauberen Verbrennung nicht nur als Brennstoff in künftigen Energiesystemen fungieren, sondern sogar als zentraler Energievektor, also als Energie- und Materieträger, als Speichermedium und als Reaktant für die chemische Industrie wie auch als Ausgangsstoff für flüssige Brennstoffe. H₂ ist hinsichtlich der klimapolitischen Ziele nur sinnvoll, wenn er – zumindest mittelfristig – emissionsfrei produziert werden kann.

Zur Produktion von Wasserstoff sind große Mengen Energie erforderlich. Deutschland hat nicht genügend Fläche, um die Produktion von grünem H₂ im eigenen Land zu sichern. Es wären etwa vier- bis sechsmal so viele PV- und Windflächen im Vergleich zu heute nötig, um eine Emissionsminderung um 85 Prozent zu erreichen. Deutschland wird auf den Import von grünem Wasserstoff angewiesen sein.

Noch ist H₂ um den Faktor zwei bis vier teurer als die fossile Option. Um Wasserstoff zu einem bedeutenden Faktor von Energie- und Wärmewende zu machen, muss zu seiner Produktion erneuerbarer Strom zu geringsten Kosten zur Verfügung stehen. Die Umwandlungstechnik und -struktur muss möglichst günstig sein. Technisch ist anzustreben, dass die Umwandlungswirkungsgrade möglichst hoch sind und die

Anlagen für Stromerzeugung und Elektrolyse möglichst rund um die Uhr ausgelastet werden.

Diese Voraussetzungen sprechen dafür, dass die konzentrierende Solarthermie hier einen ganz wesentlichen Beitrag leisten kann.

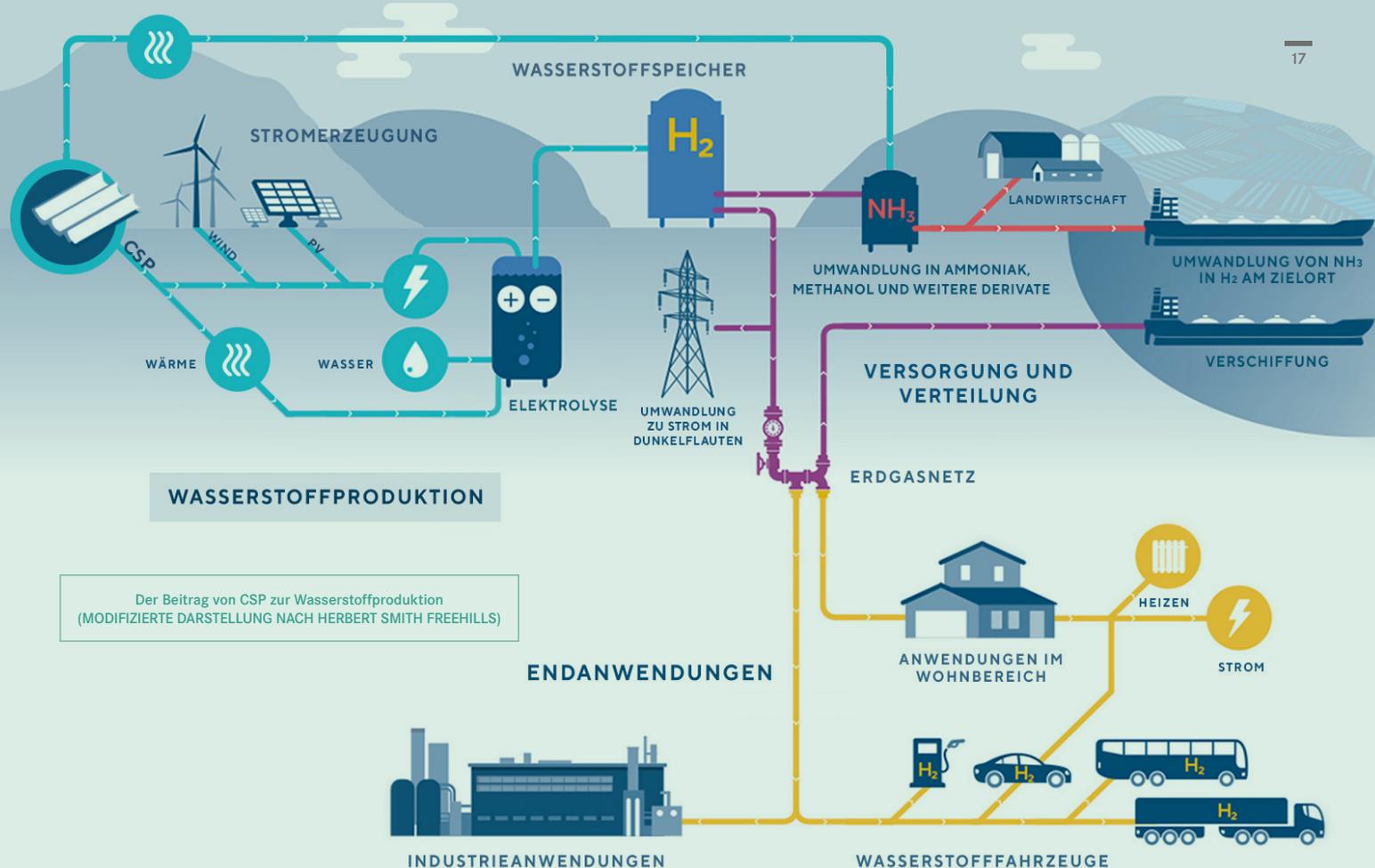
Solarthermische Kraftwerke bieten in Verbindung mit PV ausgezeichnete Möglichkeiten, geringe Stromerzeugungskosten mit sehr **hohen Volllaststunden** zu kombinieren. An sonnenreichen Standorten wie beispielsweise im Nahen Osten sind bei 7000 Volllaststunden Betrieb Erzeugungskosten mit CSP in Kombination mit PV deutlich unter 3 €/kg darstellbar.

PV liefert dabei den Strom während der Sonnenscheinstunden und belädt tagsüber gleichzeitig mit der solarthermischen Anlage den **Wärmespeicher**. Wenn die Sonne nicht scheint, wird der genutzt, um Strom und gegebenenfalls Wärme für die **Elektrolyse** bereitzustellen. Bei derart konstanter Auslastung eines Elektrolyseurs sind auch hohe Umwandlungswirkungsgrade möglich. Zudem wird die zum Transport notwendige Infrastruktur – wie etwa Pipelines – kostengünstiger zu betreiben sein, wenn die solaren Energieproduktionsformen miteinander in Hybridkraftwerken kombiniert werden.

Auch bei der Elektrolyse selbst können solarthermisch produzierter Strom wie auch die Wärme der CSP-Anlagen von Bedeutung sein. Solarthermische Energie ist besonders geeignet für die **Hochtemperaturelektrolyse** (HTEL), die bei hohen Betriebstemperaturen von 700 °C bis 1000 °C eine



Chemiewerk mit Solarkraftwerken, Fotomontage (DLR)



deutlich höhere Effizienz in Bezug auf den eingesetzten Strom erreichen kann: Denn etwa 20 Prozent der Energie können als Hochtemperaturwärme in den Elektrolyse-Prozess zugeführt werden. Ein Doppelnutzen der Solarthermie, der noch große Bedeutung erlangen kann.

Die HTEL steht erst am Beginn ihrer industriellen Entwicklung, bislang sind nur einige Pilotanlagen in Betrieb. Es wird jedoch erwartet, dass die Investitionskosten für HTEL-Anlagen deutlich unter denen der heute gebräuchlichen alkalischen Elektrolyse-Anlagen (AEL) liegen werden, die ohnehin einige technologische Nachteile aufweisen. So sinkt im Teillastbetrieb die erreichbare Gasreinheit und es treten Degradationsprobleme auf. Verschleiß und Reparaturkosten sind die Folge. Außerdem benötigt die AEL bislang eine relativ lange Kaltstartzeit von etwa 50 Minuten. Das macht sie für unregelmäßig eingespeiste Energie relativ ungeeignet.

Die **Wasserstoff-Erzeugungskosten** können weiter gesenkt werden, wenn die HTEL-Technologie mit anderen Systemen wie der PEM-Analyse gekoppelt wird. Die PEM (Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse) ist eine recht junge Technologie, die besonders geeignet ist für fluktuierenden erneuerbaren Strom wie Wind oder PV. Sie verfügt allerdings über etwas geringere Wirkungsgrade als bewährte Systeme, außerdem benötigt sie das seltene Metall Iridium für ihre Elektroden.

Mit CSP-Technologie kann Hochtemperaturwärme zwischen 200 °C und 800 °C zur Verfügung gestellt werden, die in CSP-Anlagen kostengünstig produziert wird. Durch Kopplung

sinken die Betriebskosten, und die Menge produzierten Wasserstoffs wird größer.

Bei der **Weiterverarbeitung des Wasserstoffs** zu Produkten wie Ammoniak und Methanol (zur Erleichterung der Speicher- und Transportlogistik) kann der Einsatz der konzentrierenden Solarthermie zur Prozesswärmebereitstellung ebenfalls zu einer Kostenreduktion beitragen.

Allen grünen Technologien – bei der Stromerzeugung wie bei der Elektrolyse – ist allerdings eigen, dass sie bei der Preisbildung mit den vergleichsweise günstigen Kosten fossiler Energieträger konkurrieren. Es müssen die **Transport- und Logistikkosten** eingerechnet werden. Erst bei der Abnahme großer Mengen Wasserstoff wird sich der Transport rechnen.

Auch wegen der geografischen Nähe und entsprechend günstiger Transportkosten sind die Länder des Nahen Ostens als Standort zur Herstellung von grünem Wasserstoff eine wichtige Option – wie auch die Länder Südeuropas und hier insbesondere Spanien und Italien.

Die deutsche Bundesregierung hat angekündigt, bei den Wasserstoff-Technologien auch international eine Technologie-Führerschaft zu übernehmen. Schon jetzt sind deutsche Unternehmen in diesem Sektor international gut aufgestellt. Mit seinem signifikanten Beitrag zur grünen Strom- wie zur grünen Wärmeproduktion in internationalen Märkten liefert die CSP-Technologie wichtige Beiträge, um diesen Anspruch zu realisieren.

Der Preis der solarthermischen Energie und ihr wahrer Wert

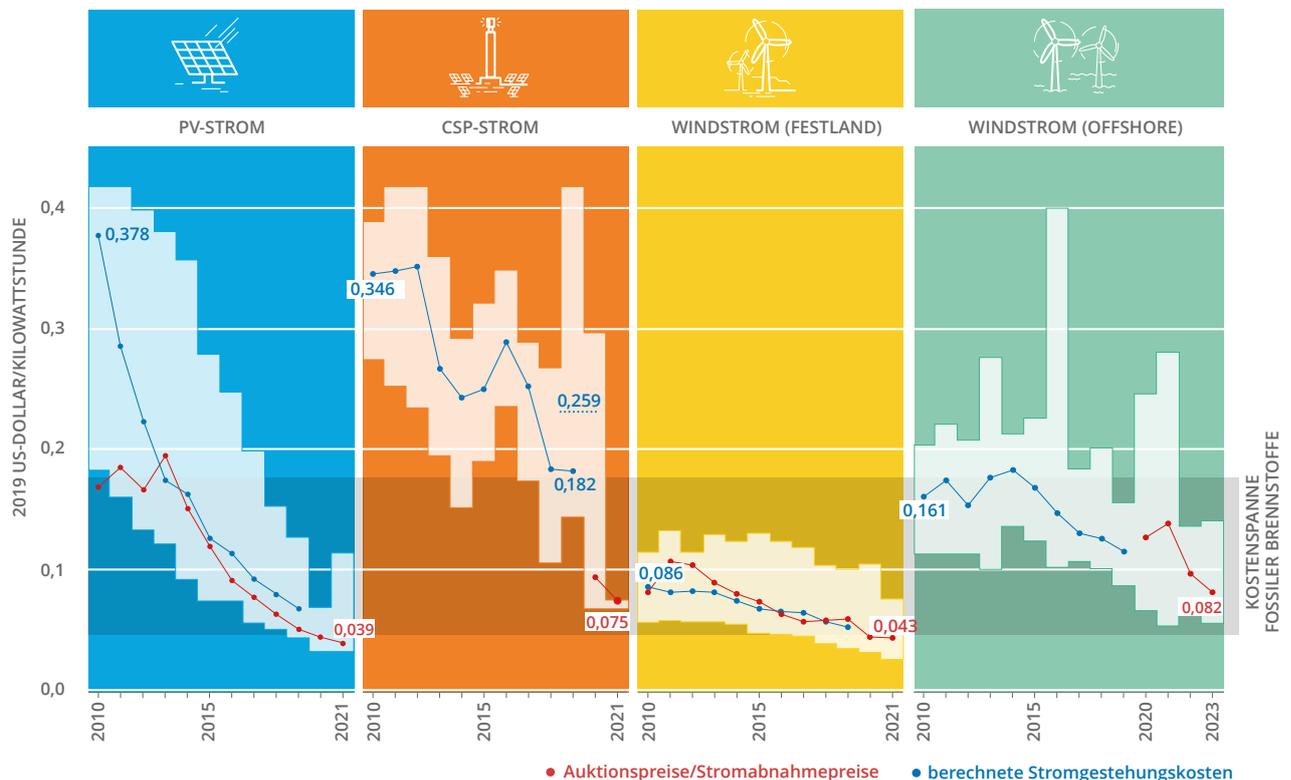
Noch vor wenigen Jahren waren erneuerbare Energien erheblich teurer als die Energie, die mithilfe fossiler Energieträger wie Gas, Kohle und Öl produziert wurde. Deswegen haben Regierungen weltweit unterschiedliche unterstützende Maßnahmen ergriffen, um erneuerbare Energien in die Energiesysteme und in die Märkte zu bringen. Mittlerweile hat sich vielerorts die Situation gewandelt. Erneuerbare sind in vielen Ländern nicht nur wegen Ihrer Bedeutung für das Klima, sondern auch unter wirtschaftlichen Aspekten oft die bessere Wahl. Die Tendenz ist klar: 56 Prozent aller großen

Kraftwerke auf der Basis erneuerbarer Energien produzieren den Strom billiger als es mit der neuesten Technologie auf Kohle-Basis möglich gewesen wäre.

Bei Wind und bei PV hat sich diese Trendwende schon vor einiger Zeit ergeben. Die CSP-Technologie hat in jüngster Zeit erheblich aufgeholt. Dies gilt für die Preise bei der Stromproduktion wie auch bei der Produktion von Wärme für die direkte Anwendung in Wärmenetzen und in der Industrie für Prozesswärme.

Strom

Die Internationale Energieagentur IRENA hatte bereits in einer Studie 2020 festgestellt, dass der Strom aus CSP-Anlagen in den zurückliegenden zehn Jahren erheblich gesunken ist. In ihrer jüngsten Erhebung kamen IRENA und Weltbank zu dem Ergebnis, dass die Preise von CSP-Kraftwerken pro geleistete Kilowattstunde (kWh) in sonnenreichen Regionen heute etwa im Bereich von konventionellen Kraftwerken liegen.



Kostenentwicklung regenerativer Energieerzeugung seit 2010.
Die grau schattierte Fläche zeigt die Bandbreite der Kosten fossiler Energieerzeugung (IRENA 2020)

Die Entwicklung lief dabei durchaus sprunghaft. Wurde für eine kWh in einem spanischen Solarkraftwerk im Jahre 2012 im Rahmen eines Einspeisetarifs noch 0,40 US-Dollar gezahlt, so liefert das 950 MW CSP/PV-Kraftwerk DEWA in Dubai den Strom demnächst für 0,073 US-Dollar pro kWh. Es wird erwartet, dass die Preise weiter rasant fallen werden.

Das liegt unter anderem daran, dass mit dem Aufwuchs von CSP-Anlagen der übliche **Skalierungseffekt** eintritt, der auch bei PV zu beobachten war, als die installierte Kapazität weltweit um ein Vielfaches gestiegen ist: Von 41 GW in 2010 auf 580 GW in 2019. In diesem Zeitraum sind die PV-Gestehungskosten etwa auf ein Zehntel des Preises gefallen. Mit vermehrtem Bau von Anlagen wird ein ähnlicher Skaleneffekt auch bei CSP zu beobachten sein.

Gleichzeitig wird in deutschen und europäischen Forschungseinrichtungen mit Hochdruck an Innovationen geforscht, die ebenfalls zu Kostenreduktionen führen werden.

Die Integration von CSP-Kraftwerken ermöglicht eine zuverlässige Energieversorgung ausschließlich auf erneuerbarer Grundlage zu wettbewerbsfähigen Preisen

Derartige Potenziale durch Innovation, die zu sprunghaften Kostenreduktionen führen können, sind bei PV nicht mehr zu erwarten, weil die Technologie als reif gilt.

Die Art und Weise, wie die Kosten für Solarstrom berechnet werden, müssen indes genauer betrachtet werden. Denn es gibt Berechnungsmethoden, die Gestehungskosten des Stroms ermitteln, aber den Wert der bereitgestellten Energie nicht wirklich erfassen.

Sinnvollerweise muss es – auch aus Gründen des Kostenvergleichs – eine gemeinsame Berechnungsgrundlage für den Strompreis geben. Der übliche Vergleichsmaßstab sind die kalkulierten Stromgestehungskosten, englisch **Levelized Cost of Energy (LCOE)** pro Kilowattstunde. Die LCOE reichen jedoch zur realen Bewertung des produzierten Stroms im Energiesystem nicht aus. Unter anderem, weil nicht die Kosten über die gesamte Laufzeit einer Anlage eingerechnet werden, die ja immer auch die Betriebs- und Verschleißkosten mit einbeziehen müssen.

Vor allem jedoch ist der LCOE wenig brauchbar, weil er nicht berücksichtigt, dass solarthermische Kraftwerke wegen ihrer integrierten thermischen Speicher regelbaren, erneuerbaren Strom bereitstellen und somit einen **Mehrwert** bieten, den

etwa PV und Wind nicht haben. Fluktuierend in das System eingespeister Strom erfordert eine Reserve an Stromerzeugungskapazität (back-up-capacity), die in die Gestehungskosten mit eingerechnet werden müssten. Genau diese Leistung – die Stabilisierung der Netze oder Energiesysteme – schafft die solarthermische Technologie – und zwar mit grüner Energie. Insoweit unterscheidet sich der Preis der Kilowattstunde vom Wert der Kilowattstunde.

Ein interessanter und hilfreicher Kostenvergleich ergibt sich, wenn man die **Gestehungskosten** für PV und Windanlagen mit Batteriespeicherung mit denen von CSP-Kraftwerken mit integriertem thermischem Speicher vergleicht. Die Berechnung ist nicht einfach und hängt sehr von den Standortfaktoren und dem eingesetzten Material ab.

Die internationale Energieagentur IRENA hat ermittelt, dass 2019 die Stromgestehungskosten für PV-Strom aus einer Lithium-Ionen-Batterie mit vier Stunden Entladedauer bei circa 0,2 US-Dollar für eine kWh Strom liegen. Für Strom aus solarthermischen Kraftwerken berechnete IRENA für das gleiche Jahr durchschnittliche Strom-Gestehungskosten in Höhe von 0,182 US-Dollar pro Kilowattstunde.

Generell gilt, dass große thermische Speicherkapazitäten den Strompreis tendenziell sinken lassen. Das gilt umso mehr, wenn CSP mit Wind oder PV kombiniert wird und den Strom aus Hybridkraftwerken liefern, die keine weitere – womöglich fossile – Reservekapazität benötigen.

Die erforderliche solare Direktstrahlung vorausgesetzt, sind thermische Speicher in einem zukünftigen, treibhausgasneutralen Energiesystem eine wichtige Ergänzung zu den volatilen PV- und Windanlagen, die nur am Tag beziehungsweise bei guten Windverhältnissen preisgünstiger sind.

THERMISCHER SPEICHER ODER BATTERIE?

Mehrere wissenschaftliche Studien aus jüngerer Zeit haben festgehalten, dass CSP-Kraftwerke tendenziell mit immer größeren thermischen Speichern ausgerüstet werden, weil die Integration von thermischen Speichern die Kosten pro erzeugte Kilowattstunde senken. IRENA und Weltbank wie auch ein Forschungsverbund rund um das Institute for Advanced Sustainable Studies IASS in Potsdam stellen fest, dass Batteriespeicher unterhalb einer Speicherzeit von zwei Stunden die bessere Option darstellen, ab vier Stunden Speicherdauer jedoch solarthermische Speicher die bessere Wahl sind. In der Zeit zwischen zwei und vier Stunden Speicherdauer geben jeweils konkrete Standortfaktoren und Umstände den Ausschlag für die zu wählende Option.



MAKING THE SUN SHINE AT NIGHT

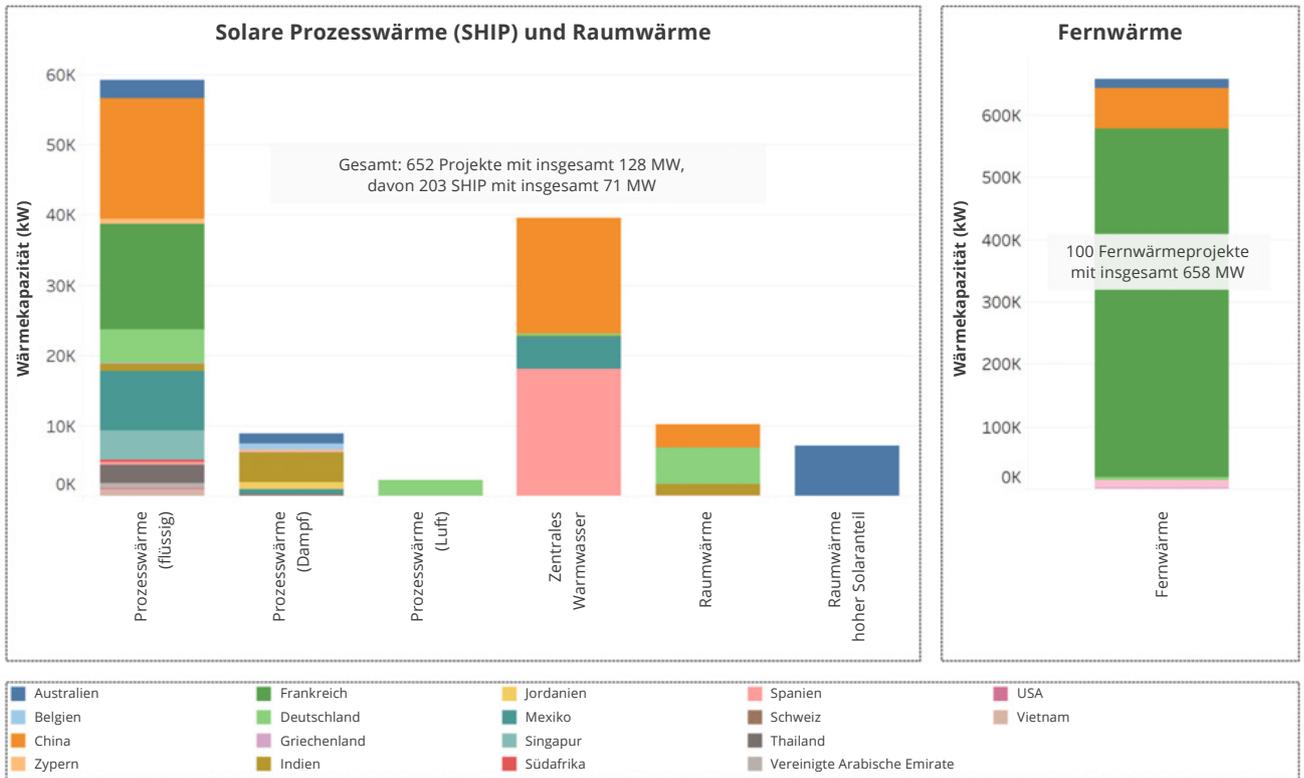
„Nachhaltige Stromsysteme brauchen erneuerbare und regelbare Energie. Solarenergie ist weltweit eine reichlich vorhandene Quelle erneuerbarer Energie, die jedoch von Natur aus nur tagsüber und vor allem bei klarem Wetter verfügbar ist. Wir vergleichen drei Technologiekonfigurationen, die die in der Lage sind, auch in Zeiten ohne Sonnenschein einsatzfähigen Solarstrom zu liefern: Photovoltaik (PV) kombiniert mit Batterie (BESS) oder thermischer Energiespeicherung (TES) und konzentrierende Solarenergie (CSP) mit TES. Bei der Modellierung verschiedener Perioden ohne Sonnenschein, finden wir, dass PV+BESS für

kürzere Speicherzeiten wettbewerbsfähig ist während CSP+TES bei längeren Speicherzeiten wirtschaftliche Vorteile erzielt (auch gegenüber PV+TES). Die entsprechenden Kipp-Punkte liegen bei 2-3 Stunden (aktuelle Kosten), und 4-10 Stunden, wenn Erwartungen über zukünftige Kostenentwicklungen berücksichtigt werden. PV+TES wird nur wettbewerbsfähiger als CSP+TES bei immensen zusätzlichen Kostensenkungen der PV. Es verbleiben also deutliche Nischen für zwei Technologien: PV+BESS für kurze Speicherdauern und CSP+TES für längere Zeiträume.“

Aus: „Making the Sun Shine at Night“ (IASS POTSDAM UND ANDERE, 2021)

Wärme

Die Datenlage für die Preisentwicklung bei solarer Wärme und solarer Prozesswärme (Solar Heat for Industrial Processes, kurz SHIP) ist im Vergleich zum Strompreis noch sehr spärlich. Die Anwendung steht erst am Beginn ihrer Entwicklung. Gegenwärtig sind nach Erhebung von IRENA und Solar Payback gerade einmal 786 MW an Kapazität für solare **Prozesswärme** installiert. Die meisten Anlagen nutzen Flachbett- oder Vakuum-Röhren-Technologie. Weltweit sind 57 Projekte mit einer installierten Leistung von 98 MW für eine bewertende Datenlage identifiziert.



Solar Payback, Datenbank, 2021 (IRENA)

Die Reduktion der Kosten und Preise ist auch hier erheblich: von 2004 - 2020 fielen die Systemkosten für SHIP-Anlagen in Europa durchschnittlich um 43 Prozent. Noch stärker als die Systemkosten, nämlich um 58 Prozent, sind die Gestehungskosten (Levelized Cost of Heat, kurz LCOH) für Solarthermie auf 76 US-Dollar pro MWh in 2020 gefallen.

Die Datenbasis für die Wärme aus konzentrierender Solarthermie ist derweil noch schmaler. Sie liegt – je nach angewandter Technologie und Anwendung als Dampf oder Heißwasser, etwas oberhalb der Flachbettkollektoren, in nicht-OECD-Ländern jedoch darunter.

In Mitteleuropa stehen konzentrierende Systeme zur Wärmeerzeugung erst ganz am Beginn ihrer Bewährung. Parabolrinnen-Anlagen eines deutschen Unternehmens in Antwerpen und Oostende (Belgien) sind gleichsam Pionieranlagen, die Anwender halten sich einstweilen noch zurück. Das liegt offenbar daran, dass die CSP-Technologie und ihre Vorzüge für die Wärmeproduktion hierzulande noch nicht hinreichend bekannt sind.

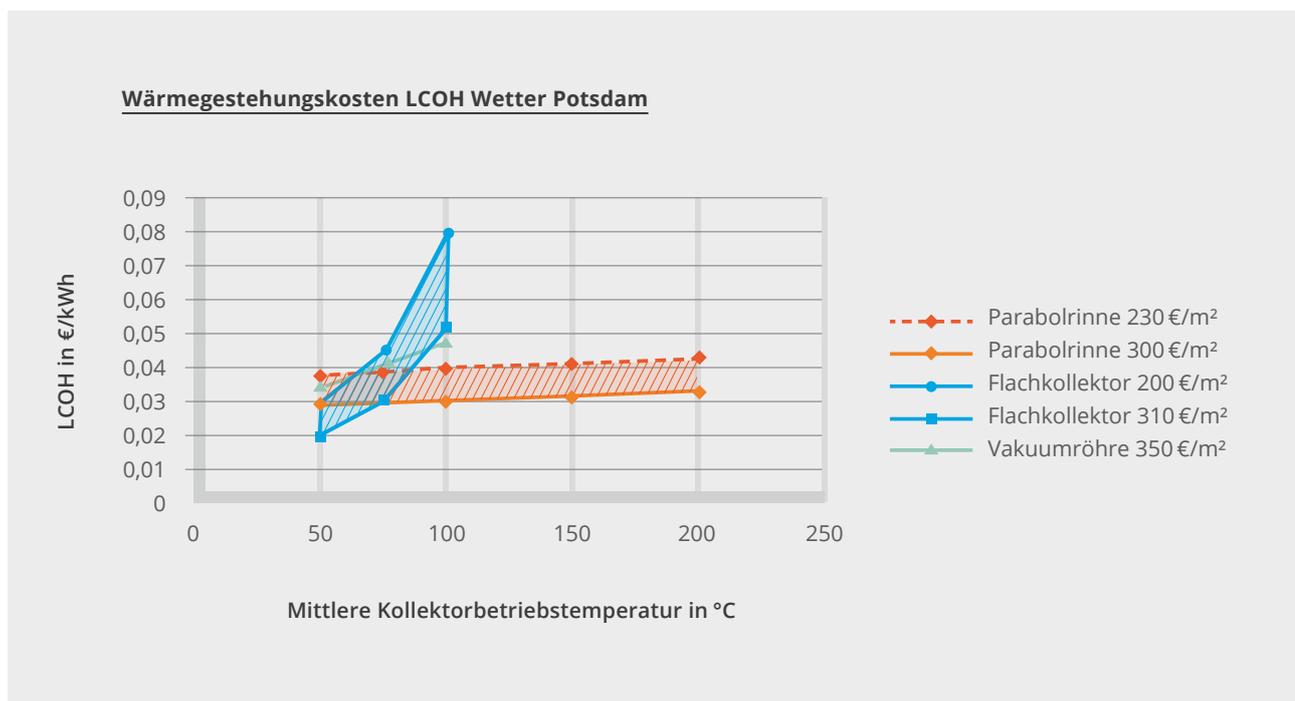
Nach ersten Berechnungen und Untersuchungen kommt das Deutsche Zentrum für Luft- Raumfahrt (DLR) zu der klaren Aussage, dass konzentrierende Solartechnik für den Einsatz in unseren Breitengraden gut geeignet ist. Die **Wärmege-
stehungskosten (LCOH)** hängen danach stark ab von der Größe des Solarfeldes, der eingesetzten Technologie und der erforderlichen Betriebstemperatur.

Jahreserträge von Wärmeanlagen mit Parabolrinnen sind ab ca. 80 °C Temperatur mindestens vergleichbar mit anderen Technologien. In Vorstudien, die die Rheinenergie (Stadwerke Köln) für ihr **Fernwärmenetz** angefertigt hat, wurden im Vergleich mit stationären Kollektoren die geringsten Wärmege-
stehungskosten für Parabolrinnen ermittelt.

Auch bei hohen Temperaturen über 100 °C kann so solare Wärme effizient bereitgestellt werden. Deutsche Stadtwerke beginnen sich für die Technologie zu interessieren, da notwendige Temperaturen durch Parabolrinnen sicher zur Verfügung gestellt werden können und die Jahresertragswerte gut sind.

Wie beim Strom, so gilt auch bei der Wärme: CSP-Anlagen sind im Wärmesektor gut geeignet für die thermische Speicherung und damit zur Erzielung hoher Deckungsgrade.

Gerade die Parabolrinnen-Technologie hat ein hohes Potenzial für die Dekarbonisierung der Wärmesysteme. Ihre Anwendung wäre ein Technologiesprung, der mit einem signifikanten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele einhergeht.



Wasserstoff



Der Preis von Wasserstoff (H₂), der mithilfe von CSP-Technologie produziert wird, hängt natürlich sehr von den Rahmenbedingungen, den verwendeten Technologien und dem Standort der Produktion ab.

In Deutschland geht man zurzeit von Produktionskosten für grünen Wasserstoff im Bereich zwischen 3,5 und 7 EURO pro Kilogramm aus.

Produziert man jedoch unter klimatisch und wirtschaftlich günstigeren Bedingungen, etwa in den Wüstenregionen Nordafrikas, so sind **Erzeugungskosten** deutlich unter 3 EURO pro Kilogramm darstellbar. Hier fallen jedoch zusätzliche Kosten für die dafür notwendige Infrastruktur, die Verflüssigung – die wiederum Energie erfordert – und den Transport an. Dies führt zu Mehrkosten gegenüber der zentralen einheimischen Erzeugung in Deutschland von 0,5 bis 1 EURO pro Kilogramm Wasserstoff. Investitionen in die notwendigen Anlagen und in die Infrastruktur zum Transport wie Pipelines und großen Verteil- und Verarbeitungszentren (Hubs) werden die Kosten über die Zeit erheblich senken. Sie werden aller Voraussicht nach jedoch erst getätigt, wenn sich ein entsprechendes Marktvolumen abzeichnet.

Preisvorteile durch den Einsatz von konzentrierender Solarthermie wurden bisher nur unzureichend diskutiert. Sie sind jedoch in zweierlei Hinsicht vorhanden.

Die Kombination von Photovoltaik und CSP in sogenannten **Hybridkraftwerken** (siehe S. 12) schafft die Möglichkeit, geringe Stromgestehungskosten mit einer hohen Auslastung der Anlagen zu verbinden. Das geplante PV-CSP-Hybridkraftwerk in Midelt (Marokko) verwendet den PV-Strom zur Stromerzeugung während der Sonnenscheinstunden und

belädt gleichzeitig, zusammen mit der CSP-Anlage, den Wärmespeicher. Wenn die Sonne nicht scheint, wird der genutzt, um Strom und gegebenenfalls Wärme für die Elektrolyse bereitzustellen. Damit sind Stromgestehungskosten von 0,4 - 0,6 EURO bei mehr als 7000 Volllaststunden möglich. Zudem sind höhere Umwandlungswirkungsgrade erreichbar, da das System unter konstanter Last laufen kann.

Die Gestehungskosten für H₂ können weiter gesenkt werden, wenn die Hybridkraftwerke mit der **Hochtemperatur-Technologie** für die Elektrolyse (HTEL) gekoppelt werden. Hier kann neben dem Strom bis zu 20 Prozent der Energie für den Elektrolyseprozess durch Hochtemperatur (200 - 800 °C) bereitgestellt werden, die in CSP-Kraftwerken preiswert zur Verfügung steht. Auf diese Weise kann mit einem entsprechenden Kraftwerk mehr Wasserstoff pro Jahr erzeugt werden. Zudem sinken die Betriebskosten. Längerfristig ist auch die solarthermische Wasserspaltung bei Temperaturen oberhalb von 800 °C eine Option, um die Kosten weiter zu senken.

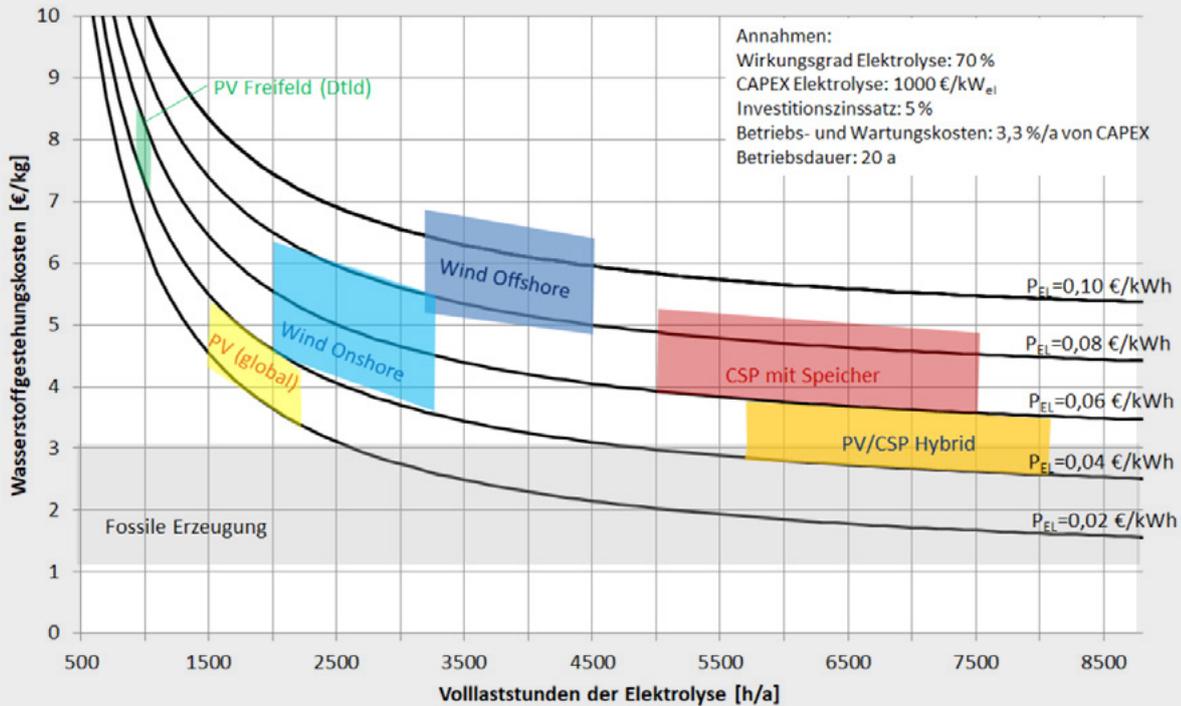
CSP-Kraftwerke können in Kombination mit anderen erneuerbaren Energien einen erheblichen Beitrag zur Kostensenkung der H₂-Produktion leisten

EXPORTPOTENZIAL VON GRÜNEM WASSERSTOFF

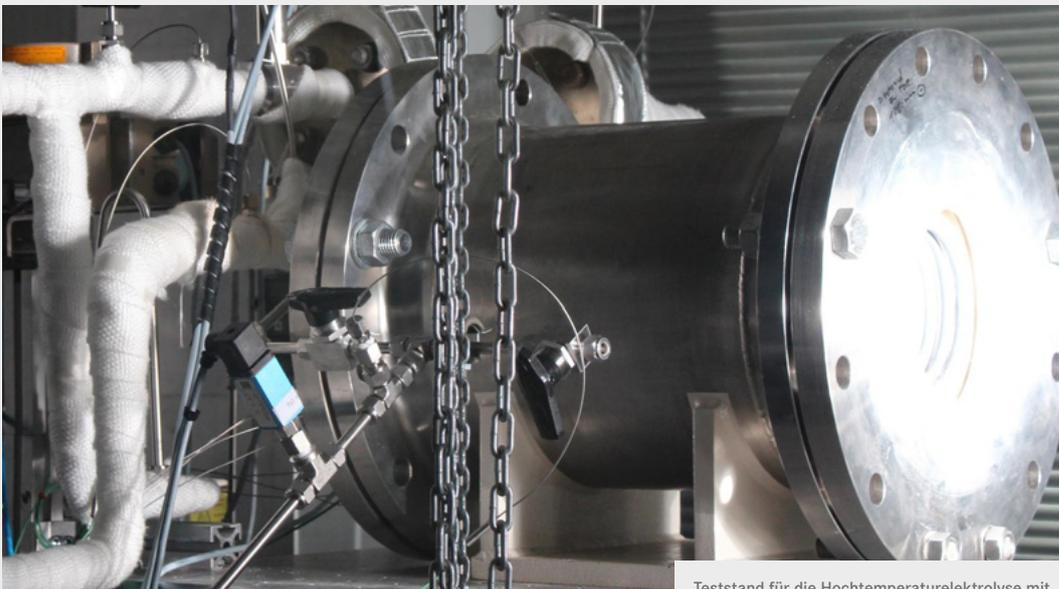
Verschiedene Nationen im Sonnengürtel haben inzwischen das Exportpotenzial von grünem Wasserstoff erkannt. Chile beispielsweise verfügt über ein enormes Potenzial an erneuerbaren Energien, eine entwickelte Gas- und Ölinfrastruktur sowie über entwickelte energiepolitische Institutionen. Die chilenische Regierung geht in ihrer nationalen Wasserstoffstrategie davon aus, dass sauberer Wasserstoff mit einer CO₂-Einsparung von 17 bis 27 Prozent führen kann. Dazu hat die Regierung das Ziel ausgegeben, bis zum Jahr 2030 eine Wasserstoff-Exportindustrie zu etablieren. Chile hat zudem Erfahrungen mit solarthermischen Kraftwerken und sieht sie als Bestandteil seines zukünftigen Energiemixes an. Weitere Beispiele sind Australien, Marokko, Südafrika und Namibia sowie Spanien. So fordert zum Beispiel der Industrieverband „Hydrogen Europe“ die Produktion von je 40 Gigawatt an Elektrolysekapazitäten in Europa und Nordafrika im Rahmen des Europäischen Green Deals anzuschieben. Vieles davon kann mithilfe von CSP-Anlagen zu günstigeren Gestehungskosten führen.



Mit einem PV-CSP-Hybridkraftwerk lassen sich bereits heute Wasserstoffgestehungskosten von unter drei EURO pro Kilogramm realisieren. Damit wird grüner Wasserstoff konkurrenzfähig zu grauem Wasserstoff aus fossilen Quellen.



Einfluss von Volllaststunden und Stromkosten erneuerbarer Stromquellen auf die Wasserstoffgestehungskosten bei der Elektrolyse (DLR 2020)



Teststand für die Hochtemperaturelektrolyse mit solarthermisch erzeugtem Dampf (DLR)

CSP kann ein Viertel der weltweiten Energie liefern



Die globalen Märkte für solarthermische Energie

Gegenwärtig sind weltweit mehr als sechs Gigawatt Leistung an solarthermischen Kraftwerken installiert. Verglichen mit der installierten Kapazität für Photovoltaik (627 GW) und Wind (650 GW) ist das relativ wenig. Die Gründe dafür sind klar zu analysieren und nachvollziehbar: Viele Länder, die schnell ihre Energiewende auf den Weg bringen wollen, schauen zunächst auf den Preis pro Kilowattstunde und nicht auf die Kosten für das gesamte Energiesystem. Doch je mehr die intermittierenden erneuerbaren Energien im Energiesystem anwachsen, umso wichtiger wird die stabilisierende Wirkung von CSP-Kraftwerken und ihren Speichern.

Eine Studie von Greenpeace International, IRENA und anderen hat ergeben, dass CSP-Kraftwerke im Jahr 2050 rund 25 Prozent der Energienachfrage befriedigen könnten.

Bei dieser Markteinschätzung und Potenzialberechnung geht es jedoch lediglich um den Anteil der CSP-Anlagen für die Produktion von Strom. Daneben entwickelt sich, wie auf S. 14-15 beschrieben, ein Markt für Nah- und Fernwärme sowie für industrielle Prozesswärme. Der ist keinesfalls auf Länder mit hoher direkter Sonneneinstrahlung begrenzt, sondern kann für die gängigen Prozesstemperaturen auch an Standorten mit mittlerer Sonneneinstrahlung in gemäßigten Klimazonen wie etwa in Mitteleuropa angewendet werden. So auch in Deutschland.

Noch am Beginn steht die Einbeziehung von solarthermischer Erzeugung für die Produktion von Wasserstoff als dem Hoffnungsträger der globalen Energiewende für den Einsatz in Mobilität und Industrie (siehe S. 16-17). Hier ergeben sich insbesondere Potenziale durch die hohen erreichbaren Jahresbetriebsstunden, sowie durch die direkte Bereitstellung kostengünstiger Wärme.

Der Markt für die Produktion von Elektrizität wie auch für solaren Wasserstoff ist jedoch in der Tat dort am größten, wo die höchste Sonneneinstrahlung (Direct Normal Irradiation DNI) die beste solare Ernte erwarten lassen. Im Sonnengürtel der Erde liegen optimale DNI-Werte bei 2000 bis 3000

Kilowatt-Stunden (kWh) pro Quadratmeter und Jahr. In der EU finden wir sehr gute Bedingungen in den Mittelmeerländern und hier besonders in **Italien** und **Spanien**. Auch **Griechenland** und Mittelmeerinseln kommen infrage.

Die meisten CSP-Kraftwerke stehen gegenwärtig in **Spanien** (2,3 GW), den **USA** (1,6 GW), **Marokko** (0,53 GW), **China** und **Südafrika** (jeweils 0,5 GW). In den **Vereinigten Arabischen Emiraten** sind rund 0,8 GW in Betrieb oder im Bau.

Die Kraftwerke dienen weit überwiegend der Produktion von Elektrizität. Sie sind in den sonnenreichen Ländern der Erde angesiedelt, weil dort die Sonneneinstrahlung die höchste Effektivität für solarthermische Kraftwerke ermöglicht.

Spanien betreibt mit 2,3 GW gegenwärtig die größte Flotte an CSP-Kraftwerken. Nach den Planungen der Regierung in Madrid sollen bis 2030 rund fünf GW an Kapazität hinzukommen. Die spanische Regierung regt in Gesprächen mit der EU an, die spanischen Kapazitäten auch für die gesamte europäische Energieversorgung zur Verfügung zu stellen. Spanien wirbt bei der EU für Grenzausgleichsregelungen und transnationale Einsatzmöglichkeiten, damit die regulatorischen Voraussetzungen dafür geschaffen werden. Auch in der Entwicklung einer geeigneten Netz-Infrastruktur sieht Spanien einen wesentlichen Beitrag sowohl bei der Erreichung der ehrgeizigen Klimaziele der EU als auch beim EU New Green Deal, der die klimapolitischen Ambitionen mit der Finanzierung von nachhaltiger Industrieinfrastruktur verbinden soll.

Besonders geeignet für den Einsatz von CSP sind die meisten Länder der MENA-Region (Middle East North Africa). Die Länder ohne fossile Ressourcen wie Öl, Gas und Kohle können sich mit Solarenergie von Ölimporten unabhängig machen, die die staatlichen Haushalte belasten. Gleichzeitig kommen sie dabei ihren Klimaverpflichtungen nach. Eine besonders ermutigende Entwicklung hat in dieser Hinsicht **Marokko** eingeschlagen. Bereits 2020 hatte das Königreich 42 Prozent seiner Energie aus erneuerbaren Quellen geschöpft. Nach Aufbau von weiteren sechs Gigawatt Leistung sollen es im Jahre 2030 52 Prozent sein.



Parabolinnenkraftwerk Lebrija,
Spanien (SIEMENS, 2012)

In **Marokko** steht der gegenwärtig weltweit größte CSP-Komplex der Welt (Noor 1-3) mit 510 MW CSP und zusätzlichen 72 MW Photovoltaik. Die drei Kraftwerke erwärmen Speicher zwischen drei und acht Stunden Lieferfähigkeit. Im Bau ist das 800 MW Hybridkraftwerk Noor Midelt, bei dem erstmals Energie aus den CSP- wie aus den PV-Anlagen das geschmolzene Salz in den Speichertanks erhitzen soll. Diese Art Hybridkraftwerk gilt als richtungweisend.

Ein anderer Vorreiter in der Region sind die **Vereinigten Arabischen Emirate (VAE)**. Hier sollen Ende des Jahres 2021 2,7 GW an erneuerbaren Energien errichtet sein. Zusätzlich zu den 100 MW im Musterkomplex Masdar City soll noch in 2021 in Dubai mit DEWA IV ein 950 MW CSP-PV-Projekt ans Netz gehen. Dabei werden drei CSP-Parabolinnen-Kraftwerke mit jeweils 200 MW und Speichern für 12,5 Stunden erstellt sowie ein Solarturm-CSP-Kraftwerk mit 100 MW Leistung und einem Speicher für 15 Stunden. Der PV-Anteil soll 250 MW betragen. Die Entwickler und Errichter der Anlagen (ACWA POWER, Saudi Arabien und Shanghai Electric, China) verkaufen dem Kunden, der staatlichen Elektrizitätsgesellschaft von Dubai, die Kilowattstunde für 0,073 US-Dollar. Das ist der niedrigste Preis, der jemals für ein Kraftwerk mit CSP geboten wurde.

Zu dem günstigen Strompreis tragen erheblich die günstigen Finanzierungskonditionen des 4,3 Milliarden-Dollar-Projekts

bei, die ein internationales Bankenkonsortium möglich gemacht hat. Eine weitere Besonderheit des Projekts: Die PV-Anlage liefert den Strom für den Tag, während die Spitzenlast, die in den VAE in den Abendstunden liegt, von CSP-Kraftwerken kommt.

Auch andere arabische Länder wollen aufholen. **Jordanien** führt gegenwärtig Gespräche mit der Weltbank über CSP in dem sonnenreichen, aber energiearmen Land. Im **Libanon** wurden die Voraussetzungen für die Planung eines 50 MW-Kraftwerks in Hermel geschaffen.

In **Kuwait** sollen zu dem Komplex Shagaya, wo bereits 50 MW am Netz sind, weitere 200 MW folgen. **Saudi-Arabien** will im Rahmen seiner Innovations- und Reforminitiative rund um das Mega-Projekt NEOM 2,7 GW CSP errichten. Gegenwärtig betreibt die Saudi Electricity Company ein CSP-Kraftwerk mit 50 MW Leistung. Die saudische Regierung hat unlängst angekündigt, mit der Planung einer Pipeline zum Transport von grünem Wasserstoff für die EU zu beginnen, der in der saudischen Wüste produziert werden soll.

Israel hat in der Negev-Wüste zwei Kraftwerke mit zusammen 231 MW installiert – eines mit Solarturm-Technik, das andere mit Parabolinnen-Technik.





Parabolrinnen-Kraftwerk Delingha, China (SBP SONNE GMBH)

In Lateinamerika entwickelt sich in **Chile** ein dynamischer Markt. Bis 2050 will Chile sein Stromnetz zu 70 Prozent aus erneuerbarer Energie füllen. In der Atacama-Wüste herrschen hervorragende solare Bedingungen für die Produktion von CSP – auch für die dortige Bergbau-Industrie. Im April 2021 hat Chile mit Cerro Dominador sein erstes großes CSP-Projekt in Betrieb genommen. Ein Solarturm produziert 100 MW Leistung, der integrierte thermische Speicher des Kraftwerks hat eine Kapazität von 17,5 Stunden. Auch **Peru** hat gute Voraussetzungen.

Die Regierung von **Südafrika** hat 2019 ihre Planung veröffentlicht, wonach bis 2030 600 GW an CSP-Kapazität aufgebaut werden sollen. Gegenwärtig sind dort bereits CSP-Kraftwerke mit einer Leistung von 500 MW am Netz, ein Kraftwerk mit 100 MW ist im Bau und soll Anfang kommenden Jahres fertiggestellt sein.

Ein traditioneller und bewährter Markt für CSP-Kraftwerke sind die **USA**. Anfang der 70er Jahre des vergangenen Jahrhunderts plante die Regierung in Washington inmitten der Ölkrise, den Anteil der thermischen Energie am Gesamtenergieaufkommen bis 2020 auf 20 Prozent zu steigern. Nachfolgende Regierungen haben unter anderem wegen Änderungen der politischen Agenda, aber auch wegen sinkender Preise bei anderen Energien diese ehrgeizige Planung immer wieder unterbrochen. Gleichwohl können sich die USA wieder zu einem dynamischen Markt entwickeln. Das Energieministerium hat eine „Sunshot Initiative 2030“ beschlossen, die zum Ziel hat, die Entwicklung bei CSP voranzutreiben, so dass der nicht subventionierte Preis bei grundlastfähiger CSP bei 0,05 US-Dollar und für CSP bei der Spitzenlast bei 0,10 US-Dollar liegt.

Seit 2014 liefert das mit 392 MW bis dahin größte CSP-Kraftwerk Ivanpah Solarenergie ins Netz. Im Jahre 2019 versorgte das Kraftwerk den Staat Kalifornien mit knapp 800 000 Megawattstunden Elektrizität. Die installierte Kapazität von CSP-Kraftwerken in den USA betrug Ende 2020 rund 1,6 GW.

Ein neuer Spieler auf dem Markt mit großer Ambition ist **China**. Bis Ende 2020 hatte China rund 0,5 GW CSP installiert. Es ist seine Planung – wie in anderen Bereichen auch – sehr zielgerichtet angegangen. Die National Energy Administration startete 2016 ein Planungsvorhaben. Danach sollten 20 CSP-Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1,3 GW jeweils einen Abnahmepreis von rund 0,17 US-Dollar erhalten, wenn sie es schaffen, bis Ende 2018 ans Netz zu gehen. Im Mai 2020 waren sieben dieser Projekte mit einer Gesamtleistung von 450 MW am Netz. Dabei wurden alle gängigen Technologien ausprobiert: vier Turmkraftwerke von je 150 MW, zwei Parabolinnenkraftwerke von je 150 MW, dazu ein Fresnel-Kraftwerk mit 50 MW Leistung. Außerhalb dieses Programms ging ein weiteres CSP-Turmkraftwerk mit 50 MW Leistung ans Netz. China hat mittlerweile begonnen, seine Erfahrungen mit CSP auch in anderen Märkten auszurollen, unter anderem in den Vereinigten Arabischen Emiraten. Dabei sind auch chinesische Banken mit sehr günstigen Konditionen eingestiegen.

Aus den zurückliegenden Investitionsentscheidungen lassen sich einige interessante **Trends** für die weitere globale Entwicklung solarthermischer Kraftwerke ablesen.

Die Kapazitäten einzelner CSP-Anlagen werden immer größer. In Spanien, dem Land mit der gegenwärtig größten installierten CSP-Kapazität, wurden überwiegend Anlagen mit einer Leistung von 50 MW gebaut. Das hatte jedoch weder technische noch ökonomische Gründe. Die spanische Gesetzgebung wollte dadurch lediglich erreichen, dass im Rahmen der Planung an möglichst vielen Standorten CSP-Kraftwerke gebaut werden. Zudem sollten die einzelnen Einheiten nicht so groß sein, dass nur große Unternehmen sich an Planung, Bau und Betrieb beteiligen konnten.

Die Entwicklung ging jüngst jedoch dahin, dass die neuen Kraftwerke wenigstens 100 MW Leistung haben. Zudem

werden zunehmend mehrere Anlagen an demselben Standort errichtet. So etwa im Noor Ouarzazate-Komplex in Marokko (510 MW CSP und 72 MW PV). Desgleichen im Projekt der DEWA in Dubai (700 MW CSP, 250 MW PV). Größere Projekte ermöglichen auch wegen der gemeinsamen Infrastruktur und aufgrund der sogenannten Skaleneffekte einen günstigeren Preis pro Kraftwerkseinheit.

Solarthermische Speicher werden zum Standard bei CSP-Kraftwerken. Die überwiegende Mehrheit, der seit 2016 errichteten Anlagen sind mit Speichern gebaut worden, die eine Speicherzeit von vier bis zehn Stunden aufweisen. Das gilt im Übrigen auch für die in China errichteten Anlagen. Die Gestehungskosten (LCOE) sind mit Speicher in aller Regel günstiger als bei CSP-Anlagen ohne Speicher. Allerdings hängt die Entscheidung für die Größe eines Speichers stark ab von der Intensität und den jahreszeitlichen Schwankungen der Sonneneinstrahlung am Standort, den Konditionen des Energieabnahmevertrages und den spezifischen Kapitalkosten.

In immer mehr Ländern werden bei CSP-Anlagen auch Speicher angefügt. Dieser Trend veranschaulicht offensichtlich, dass bei Planern und Entscheidern immer mehr verstanden wird, dass solarthermische Kraftwerke das Netz stabilisieren. Dies wird wichtiger, je höher der Anteil an erneuerbaren Energien im Netz ist, deren natürliche Fluktuation durch eine erneuerbare Ressource ergänzt werden muss, wenn man grünen Strom produzieren will.

Wie auch bei anderen erneuerbaren Energien ist die politische und finanzielle Flankierung von Planern und Entscheidern – national wie international – notwendig, damit CSP seine volle Wirkung für die Energiesysteme der Zukunft und das Klima entfalten kann.

Das Anwachsen des Marktes für CSP seit 2012 hat einen Wendepunkt schon hinter sich gelassen. Entsprechend der Entwicklung anderer Technologien erneuerbarer Energien wird es auch mehr CSP-Kraftwerke geben, während die Kosten weiter fallen. Aber eine größere Sicherheit seitens der Politik für die Errichtung von mehr Anlagen wäre zu begrüßen, damit eine Kostensenkung durch „learning by doing“ erreicht werden kann.

FINANZIERUNG

Öffentliche Investitionen machen heute etwa 25 Prozent der weltweiten Investitionen in die Finanzierung aller erneuerbaren Technologien aus. Die öffentlichen Investitionen teilen sich grob in inländische Finanzierungen und Finanzierungen aus anderen Quellen; typischerweise werden für die öffentliche Finanzierung von Investitionen in erneuerbare Energien Zuschüsse oder Finanzierungsinstrumente durch Vergabe von Konzessionen verwendet. Diese Finanzierung umfasst Darlehen mit Zinssätzen unter Marktbedingungen, Kredite mit langen tilgungsfreien Zeiten oder auch beides. Die Zunahme der traditionellen öffentlichen Finanzierung und die Ausweitung anderer innovativer Formen – wie Garantien, derivative Instrumente und liquide Finanzmittel – werden für den Ausbau der CSP-Kapazitäten von entscheidender Bedeutung sein, insbesondere in Schwellenländern, die wenig oder gar keine Erfahrung mit dem Einsatz dieser Technologie haben.

Quelle: Weltbank, IRENA, Climate Investment Fund, 2021



Lokale Wertschöpfung

Solarthermische Kraftwerke fördern die Entwicklung in Anwenderländern

Zu den erheblichen Vorteilen der CSP-Technologie gehört der hohe Anteil an lokaler Wertschöpfung bei der Vorbereitung, Planung, der Errichtung und beim Betrieb der Anlagen.

Gerade in den sonnenreichen, trockenen Ländern und Regionen der Erde, die für die Anwendung von CSP-Technologie für die Strom-Erzeugung besonders in Frage kommen, kann CSP-Technologie einen wichtigen Beitrag zur industriellen und sozio-ökonomischen Entwicklung leisten. So bietet CSP der Politik Chancen der aktiven politischen Gestaltung in vier eng miteinander verbundenen Bereichen: Der Klima- und Umweltpolitik, der Entwicklungspolitik, der Wirtschafts- und Industriepolitik und der Außenpolitik.

Die schiere Größe des Vorhabens und der Umfang der Arbeiten an einem großen Infrastrukturprojekt wie einem Solarkraftwerk hat direkte wie indirekte Effekte auf die **Beschäftigung**. Im Vergleich zu anderen Technologien ist der Anteil der lokalen Wertschöpfung sehr hoch. Das liegt unter anderem daran, dass bei anderen Technologien oft in größerem Umfang auf den Import von Technologie-Komponenten zurückgegriffen werden muss. Je nach Entwicklungsstand des Landes, in dem eine CSP-Anlage entsteht, kann der Anteil der **lokalen Wertschöpfung bis zu 80 Prozent betragen**.

Nach entsprechenden Erfahrungen in Spanien werden für den Bau und die Errichtung eines Kraftwerkes von 50 MW Leistung über einen Zeitraum von zwei Jahren etwa 2000 Menschen direkt und indirekt beschäftigt. Für den Betrieb entstehen rund 50 dauerhafte **Arbeitsplätze**. Überschlägig entstehen laut IRENA durch direkte und indirekte Beschäftigung rund 18 Arbeitskräfte pro installiertem MW. Nach den neuesten Erhebungen sind weltweit etwa 34 000 Menschen in der CSP-Branche beschäftigt.

Ein Blick auf die Vielfalt der wertschöpfenden Aktivitäten, die für den Bau von CSP-Kraftwerken erforderlich sind, zeigt den Bedarf von lokalen Kräften auf vielen unterschiedlichen Stufen der individuellen Qualifikation.

Elemente der Wertschöpfungskette eines solarthermischen Kraftwerks

Projekte

- + Projektentwicklung
- + Detailplanung
- + Beschaffungswesen
- + Bau- und Montagearbeiten
- + Besitzer
- + Standort, Ressourcen
- + Betrieb & Instandhaltung

Komponenten

- + Turbine, Kraftwerksblock
- + Speicher, Wärmetauscher
- + Elektrik, Sensoren, Messtechnik
- + Steuerung, Automatisierung
- + Rohrleitungen, Instrumentierung, Ventile, Isolierung
- + Pumpen, Hydraulikantrieb, Wärmetauscher
- + Wärmeträgerfluid
- + Receiver, Spiegel, Rohrverbinder
- + Kollektor, Heliostat, Solarfeld

Ermöglichung

- + Beratungsdienstleistung
- + Technische Planung & Unterstützung
- + Fertigungsgeräte & Automatisierung
- + Prüfung, Messung, technische Qualitätskontrolle
- + Reinigungstechnik
- + Infrastruktur, anderes

DCSP



Solare Prozesswärme in der Lebensmittelindustrie, Salem, Indien (PROTARGET AG)

Die Spannweite der notwendigen Fertigkeiten und Fachkenntnisse ist sehr groß. Sie reicht von einfachen Erdarbeiten von Baufirmen bis zur hochqualifizierten Fertigkeit der Steuerung, Zustandsüberwachung und Instandhaltung der gesamten Anlage.

Wesentlich für die Entwicklung einer lokalen Industrie ist eine stabile Nachfrage nach Dienstleistungen und Fertigkeiten. Bleibt es in den Ländern bei einzelnen Ansiedlungen, wird es kaum zu einer nennenswerten industriellen Entwicklung kommen. Für viele Länder wäre denkbar, dass sich auch Bereiche der Wertschöpfungskette ansiedeln, die ein höheres spezifisches Wissen erfordern, insbesondere dann, wenn sie sich als Leitmärkte mit stabiler Nachfrage etablieren.

Eine besondere Chance im Hinblick auf die gesellschaftlichen und ökonomischen Effekte von solarthermischen Kraftwerken ist ihre geographische Lage. Sie befinden sich meist abseits von Ballungsräumen und bieten deshalb besonders in strukturschwachen Regionen eine **Entwicklungsperspektive**. Infrastrukturen wie Transportwege, die Energie- und die Wasserversorgung entstehen oder werden verbessert. Die Ansiedlung von Unternehmen wird so erleichtert. Zudem entstehen neben den direkten und indirekten Arbeitsplätzen auch weitere Beschäftigungseffekte. Durch stetige höhere Einkommen für qualifizierte Arbeit in und bei den solarthermischen Kraftwerken steigt der Konsum von ganz alltäglichen Gütern. Das zieht neue Beschäftigung auch in diesen Bereichen nach sich.

Die sogenannten „spill over effects“ gelten umso mehr für die Länder, die bei der Energieproduktion in hohem Maße vom Import von Energieträgern wie Gas, Öl und Kohle angewiesen sind. Die Nutzung von Sonnenenergie beendet oder vermindert die Abhängigkeit von gekauften Brennstoffen. Diese sind wegen der Preisschwankungen auf internationalen Energie-

märkten nur schwer kalkulierbar. Der finanzielle Druck auf Länder, die von importierten fossilen Brennstoffen abhängig sind, wird durch den Einsatz von CSP-Technologie erheblich reduziert und gleichzeitig wird ihre **Zahlungsbilanz** verbessert. Das stärkt die Finanzkraft der Länder und den Zugang zu Finanzmitteln.

Der Einsatz von CSP-Technologie basiert auf einer kostenlosen, einheimischen Energiequelle: der Sonne. Ihr Einsatz senkt die Gesamtsystemkosten aller lokal erzeugten Energie und verringert oder beendet die Ungewissheit in Bezug auf künftige Erzeugungskosten erheblich.

In sonnenreichen Ländern, die heute noch vom Export von fossilen Energieträgern profitieren, werden viele Arbeitsplätze verloren gehen, wenn die Nachfrage nach Öl, Gas und Kohle sinkt. In der CSP-Industrie werden neue, hochwertige Arbeitsplätze geschaffen – für das Zeitalter nach dem Öl. So plant etwa Saudi-Arabien schon jetzt eine Pipeline nach Europa für den Wasserstoff, der in der Wüste auch durch CSP-Kraftwerke erzeugt werden wird. Die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) planen, schon im Jahr 2030 mehr Wasserstoff als Öl zu exportieren. Die VAE gehören zu den Pionier-Ländern der Solarthermie. Marokko will künftig Ammoniak aus grünem Wasserstoff exportieren. Und Chile berechnet die Möglichkeiten und Chancen, grünen Wasserstoff nach Asien zu exportieren.

Die Energiewende wird eine deutliche **Neu-Justierung der Rohstoffströme** für Energie nach sich ziehen. Neue Länder werden zu den Exporteuren gehören und dafür eigene, lokale Industrien aufbauen.

Die CSP-Technologie wird daran einen wesentlichen Anteil haben.



Spitzenprodukte

Das Leistungsspektrum von Industrie und Forschung

Deutsche Unternehmen und Forschungsinstitute haben die CSP-Technologie entscheidend mitentwickelt und marktfähig gemacht. Aufgrund jahrelanger Vorarbeit in der Forschung und bei der praktischen Anwendung im Markt haben sie einen großen Anteil daran, dass CSP sich zu einer zuverlässigen, kostengünstigen und finanzierbaren Energietechnologie entwickelt hat.

So haben die Fertigkeiten deutscher Unternehmen dazu beigetragen, dass die Lieferanteile deutscher Unternehmen am marokkanischen 160 MW-Kraftwerk NOOR I bei insgesamt 40 Prozent gelegen haben, obwohl das Kraftwerk nicht in deutscher Verantwortung gebaut wurde.

Andere Länder haben das enorme Potenzial der CSP-Technologie mittlerweile verstanden, in die Entwicklung von Forschungskapazitäten investiert und eigene Industrien aufgebaut. So entwickelt China zielstrebig seine eigene CSP-Industrie und dringt in andere Märkte vor.

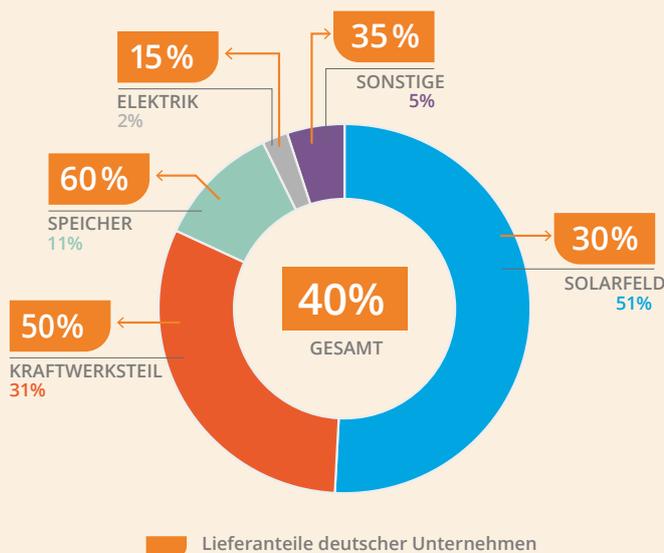
Bei einem CSP-Kraftwerk kommen **Kern-Komponenten** zum Einsatz, für die deutsche Unternehmen traditionell eine hohe Kompetenz mitbringen. Dazu gehören etwa Turbinen, Spezialglas, hochwertige Rohrverbindungen, Isolierung, Beschichtungen, Antriebe und Pumpen, Messtechnik und Wärmetauscher. Auch im Anlagenbau verfügen deutsche Planer, Technologieberater, Zertifizierer und Gutachter über eine weltweit anerkannte Reputation. Außerdem bieten sie technologische Expertise zur Auslegung optimierter Systemlösungen an.

Deutsche Unternehmen können örtlichen Betreibern von CSP-Anlagen ihre langfristigen Projekterfahrungen beim Bau von Anlagen unterschiedlicher Typen als Qualitätsmerkmal im Wettbewerb anbieten. Im Bereich Betrieb und Wartung („Operations & Maintenance“) von Kraftwerken agieren eine Reihe deutscher Unternehmen seit Jahrzehnten im Ausland erfolgreich.

Deutsche Beratung, Qualitätsarbeit und Prüfung kann weltweit Standards setzen. Der Transfer dieses Know-how wird bei vermehrtem Einsatz von solarthermischen Kraftwerken wesentlich dazu beitragen, dass in den sonnenreichen Ländern der Erde die Wissensbasis und Kompetenz für eine eigene nachhaltige und resiliente Energieversorgung wächst.

Umgekehrt sichern und schaffen CSP-Kraftwerke Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland und geben Impulse zu Unternehmens-Neugründungen – selbst in etablierten Sektoren. Als gutes Beispiel dafür kann hier ein Dampfturbinenhersteller gelten, dessen Technik nun weltweit bei solarthermischen Projekten mit Dampfturbinen zum Einsatz kommt.

Die Erfahrungen, die deutsche Unternehmen der CSP-Branche im sonnenreichen Ausland mit der Speicherung von Energie gemacht haben, beginnen sich jetzt auch für die Energiewende in Deutschland bezahlt zu machen. In Nordrhein-Westfalen etwa werden die Erfahrungen der thermischen Speicherung jetzt angewandt, um die Nachnutzung von stillgelegten Kohlekraftwerken zu erforschen. Bei Erfolg können sie zu Wärmespeicherkraftwerken auf der Grundlage von geschmolzenem Salz umgerüstet werden. Fast die gesamte Infrastruktur und viele Komponenten eines vom Netz gegangenen Kohlekraftwerkes könnten so effizient nachgenutzt werden. Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) rechnet damit, dass so etwa die Hälfte der Arbeitsplätze an einem Standort erhalten bleiben können.



Lieferanteile deutscher Unternehmen am marokkanischen Kraftwerk NOOR I. (DCSP 2018)

Made in Germany

Institute wie das DLR, das Fraunhofer Institut für Solare Energieforschung (ISE) und das Solarinstitut Jülich (SIJ) und andere haben grundlegende **Forschungsarbeit** für die CSP-Technologie geleistet, sind fortlaufend daran beteiligt, die Technologie und ihre Anwendungen weiter zu optimieren. Durch konsequente Spitzenforschung und Technologieentwicklung haben deutsche Institute und Unternehmen wichtige Impulse gegeben und entscheidend zur Verbreitung der CSP-Technologie beigetragen.

Deutsches „Know-how“ und Forschung – weltweit Spitze.

Das DLR entwickelt aktuell gemeinsam mit Industriepartnern neue Komponenten und Prozesse für den Einsatz neuer Wärmeträger und Speichermedien. So erprobt das Institut für Solarforschung des DLR den Einsatz von Speichermedien, die in großen Mengen vor Ort vorhanden, billig und zugleich umwelttechnisch unbedenklich sind, für Hochtemperaturen von 500 - 1000 °C, wie sie in Solarturmkraftwerken entstehen.

Weit fortgeschritten ist eine Untersuchung zum Einsatz von Sand in einem Luft-Schüttgut-Wärmeübertrager (LSÜW). Diese Speichermethode kann im Sonnengürtel der Erde, aber auch in Südspanien eingesetzt werden. Ein Solarturm mit einem derartigen Speicher könnte ein ganzes Industriegebiet mit thermischer Energie versorgen, um Prozesswärme für die Eisen-, Stahl, Phosphor-, Glas-, Keramik und Betonindustrien zur Verfügung zu stellen. Diese sind auch in den

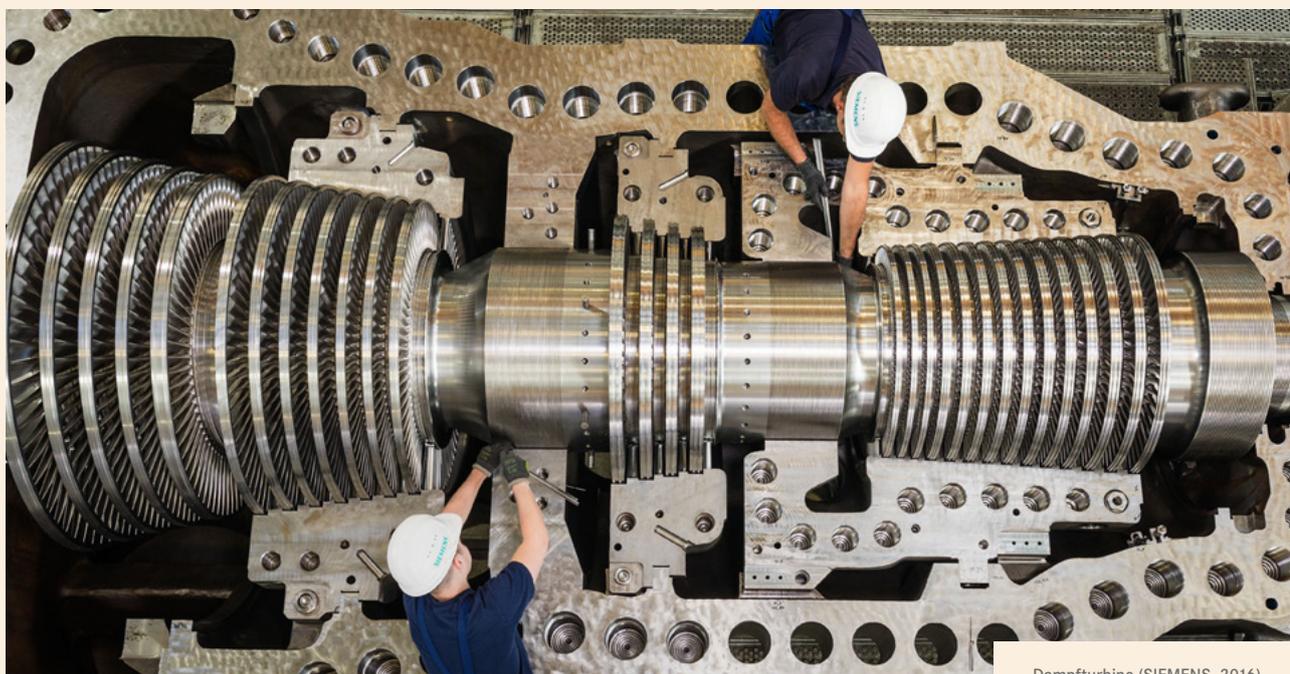
sonnenreichen Ländern der Erde für einen erheblichen Anteil der CO₂-Emissionen verantwortlich.

Die Kosten für die Speicherung sollen dabei um bis zu 45 Prozent gesenkt werden können, wobei auch die Kosten für den Anlagenbau selbst geringer als etwa bei Salzspeichern sein sollen. Das DLR arbeitet auch an Reaktorkonzepten, um mit solarer Hochtemperaturwärme Prozesse für die Chemieindustrie möglich zu machen.

Ein Bereich mit sprunghafter Entwicklung ist der Bereich optischer Messmethoden bei Solar-Anlagen. Flugdrohnen überwachen schon jetzt die Funktion und erfassen die Zustände großer Solarfelder automatisch. So können schadhafte Anlagenteile schneller entdeckt und ausgetauscht werden, was die Betriebskosten deutlich senken kann.

Das DLR forscht auch an selbstlernenden Algorithmen, um den intelligenten und autonomen Betrieb eines Solarkraftwerkes zu ermöglichen. Solarkraftwerke sollen künftig ihre Stromproduktion passend zur jeweils aktuellen Stromnachfrage selbst regulieren können. Die Regelbarkeit von ganzen Energiesystemen wird dadurch verbessert, auch die Kosten sinken.

Grüner Strom und künstliche Intelligenz paaren sich zum Vorteil von Verbrauchern und Natur.



Dampfturbine (SIEMENS, 2016)

Wir bedanken uns für die Mitwirkung



BASF SE

www.basf.com



CSP Services GmbH

www.cspservices.de



**Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR),
Institut für Solarforschung**

www.dlr.de/sf



enolcon gmbh

www.enolcon.com

FICHTNER SOLAR

Fichtner Solar GmbH & Co. KG

www.fichtner.de



Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

www.ise.fraunhofer.de



Frenell GmbH

www.frenell.de



HAWE Hydraulik SE

www.hawe.de



hogrefe **Consult**

hogrefe Consult

www.hogrefe-consult.com



IA Tech GmbH

www.iatech.de



KAEFER Isoliertechnik GmbH & Co. KG

www.kaefer.com



Kraftanlagen München GmbH

www.kraftanlagen.com



KSB Aktiengesellschaft

www.ksb.com



protarget AG

www.protarget-ag.com



sbp gmbh

schlaich bergemann und partner

www.sbp.de



Siemens Energy Global GmbH & Co. KG

www.siemens-energy.com



Solar-Institut Jülich der FH Aachen

www.sij.fh-aachen.de



Solarlite CSP Technology GmbH

www.solarlite.de



Suntrace GmbH

www.suntrace.de



toughTrough GmbH

www.toughtrough.com



TSK Flagsol GmbH

www.flagsol.de



Wacker Chemie AG

www.wacker.com

Quellenverzeichnis

Bauer, Thomas; Odenthal, Christian ; Bonk, Alexander (2021): Molten Salt Storage for Power Generation, Chem. Ing. Tech. 2021, 93, No. 4, 114, DOI 10.1002/cite.202000137

Boie, Inga; Franke, Katja (2020): Synthesis of Key Issues Affecting CSP Development in Europe. Deliverable 10.1, MUSTEC Project, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, digital abrufbar unter: https://www.mustec.eu/sites/default/files/reports/MUSTEC_D10.1_Synthesis%20of%20key%20issues%20affecting%20CSP%20development%20in%20Europe.pdf [18.12.2020]

DCSP Positionspapier 2020: Grüner Dampf und grüne Prozesswärme – produziert mit solarthermischen Anlagen in Deutschland. Deutscher Industrieverband Concentrated Solar Power, digital abrufbar unter: <https://docplayer.org/195347780-Positionspapier-positionspapier-gruener-dampf-und-gruene-prozesswaerme-produziert-mitsolarthermischen-anlagen-in-deutschland.html> [11.12.2020]

DCSP Positionspapier 2020: Grüner Wasserstoff aus der Wüste kosteneffizient produziert mit Strom und Wärme aus solarthermischen Kraftwerken. Deutscher Industrieverband Concentrated Solar Power, digital abrufbar unter: https://deutsche-csp.de/wp-content/uploads/200601_Deutsche-CSP-Positionspapier-Wasserstoff.pdf [11.12.2020]

Dersch, Jürgen; Dieckmann, Simon et. al (2019): LCOE Reduction Potential of Parabolic Trough and Solar Tower Technology in G20 Countries until 2030. SolarPACES Conference 2019, Deagu, Südkorea, digital abrufbar unter: <https://aip.scitation.org/doi/abs/10.1063/5.0028883> [05.02.2021]

DLR (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende, **Teil 1**: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), digital abrufbar unter: <https://www.dlr.de/content/de/downloads/publikationen/broschueren/2020/wasserstoffstudie-teil-1.pdf> [12.01.2021]

DLR (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende, **Teil 2**: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), digital abrufbar unter: https://www.dlr.de/content/de/downloads/publikationen/broschueren/2020/wasserstoffstudie-teil-2.pdf;jsessionid=D4EA311BD8B1FDD7A7539203E823574.delivery-replication1?_blob=publicationFile&v=3 [24.11.2020]

DLR (2021): Solarthermische Kraftwerke. Wärme, Strom und Brennstoffe aus konzentrierter Sonnenenergie. Köln, digital abrufbar unter: https://www.dlr.de/content/de/downloads/publikationen/broschueren/2020/studie-solarthermische-kraftwerke.pdf;jsessionid=BB3418858B59BE2606B29EA3FEE85C62.delivery-replication1?_blob=publicationFile&v=8 [31.03.2021]

Epp, Bärbel; Oropeza, Marisol (Editors) (2017): Solar Heat for Industry. Projektbroschüre Solar Payback, gefördert durch BMU, digital abrufbar unter: <https://www.solar-payback.com/download/solar-heat-for-industry-april-2017/> [13.01.2021]

Gallardo, Felipe Ignacio; Monforti Ferrario, Andrea et. al (2021): A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan; International Journal of Hydrogen Energy; Volume 46, Issue 26; digital abrufbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920325842#>

Ho, Clifford K.; Iverson, Brian D. (2014): Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power. In: Renewable & Sustainable Energy Reviews, Vol. 29, pp. 835-846, Elsevier, digital abrufbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.099> [24.11.2020]

IEA International Energy Agency (2020): **Task 64** – Solar Process Heat. Digital abrufbar unter: <https://task64.iea-shc.org/> [15.01.2021]

IEA International Energy Agency (2020): **World Energy Outlook** 2020. OECD Publishing, Paris, digital abrufbar unter: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> [20.01.2021]

IRENA (2020): Innovation Outlook Thermal Energy Storage, digital abrufbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Innovation_Outlook_TES_2020.pdf [04.12.2020]

IRENA (2020): **Reaching Zero with Renewables**: Eliminating CO₂ emissions from industry and transport in line with the 1.5 °C climate goal. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978 - 92 - 9260 - 269 - 7, digital abrufbar unter: <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables> [07.01.2021]

IRENA (2020): **Renewable Power Generation Costs** in 2019. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, digital abrufbar unter: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019> [07.01.2021]

Klasing, Freerk; Hirsch, Tobias et al. (2020): Techno-Economic Optimization of Molten Salt Concentrating Solar Power Parabolic Trough Plants with Packed-Bed Thermocline Tanks. *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 142 (5), digital abrufbar unter: <https://asmedigitalcollection.asme.org/solarenergyengineering/article/142/5/051006/1074911/Techno-Economic-Optimization-of-Molten-Salt> [05.02.2021]

Krüger, Dirk; Epp, Bärbel et al. (2020): Developments in Solar Heat from Concentrating Solar Systems. Paper submitted at SolarPACES 2020, in review for AIP proceedings

Krüger, Dirk; Fischer, Stephan et al. (2021): Chancen für den Einsatz konzentrierender Kollektoren in Mitteleuropa. Papier vorgestellt beim Symposium Solarthermie und Innovative Wärmesysteme 2021

Lilliestam, Johan; Ollier, Lana et al. (2020): The near- to mid-term outlook for concentrating solar power: mostly cloudy, chance of sun. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, DOI: 10.1080/15567249.2020.1773580, digital abrufbar unter: <https://doi.org/10.1080/15567249.2020.1773580> [21.01.2021]

Lovegrove, Keith; Stein, Wes (editors) (2021): *Concentrating Solar Power Technology – Principles, Developments, and Applications*. Elsevier Ltd. Woodhead Publishing, ISBN: 978-0-12-819970-1 (print), ISBN: 978-0-12-822472-4 (eBook)

Mehos, Mark; Price, Hank et al. (2020): Concentrating Solar Power Best Practices Study. Technical Report NREL/TP-5500-75763, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden (Colorado), USA, digital abrufbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75763.pdf> [04.12.2020]

Milani, Rodrigo; Caiado Couto, Lilia et al. (2020): Promoting social development in developing countries through solar thermal power plants. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 246, 119072, digital abrufbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652619339423?via%3Dihub> [17.12.2020]

O'Sullivan, Marlene; Edler, Dietmar (2020): Gross Employment Effects in the Renewable Energy Industry in Germany: An Input-Output Analysis from 2000 to 2018. In: *Sustainability* 12 (15), 6163, digital abrufbar unter: <https://doi.org/10.3390/su12156163> [04.12.2020]

Pitz-Paal, Robert (2020): *Concentrating Solar Power in Future Energy (Third Edition)*. Pages 413-430, Elsevier, ISBN 9780081028865, digital abrufbar unter: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102886-5.00019-0> [11.12.2020]

Pitz-Paal, Robert et al. (2017): Solarthermische Kraftwerke. In: *Themen 2017*, S. 88-93. Forschungsverbund Erneuerbare Energien. Innovationen für die Energiewende, 8.-9.11.2017, Berlin, ISSN 0939-7582, digital abrufbar unter: <https://elib.dlr.de/124274/> [11.12.2020]

REN21 (2020): *Renewables 2020 – Global Status Report*. UN Environment Programme, REN21 Secretariat, Paris, digital abrufbar unter: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf [18.12.2020]

Schöniger Franziska; Thonig Richard; Resch Gustav; Lilliestam Johan (2021): Making the sun shine at night: comparing the cost of dispatchable concentrating solar power and photovoltaics with storage. *Energy Sources. Part B: Economics, Planning, and Policy*, DOI. Digital abrufbar unter: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15567249.2020.1843565> [09.01.2021]

Stadler, Ingo et al. (2019): Thermal Energy Storage. In: *Sternier, Michael; Ingo Stadler (2019): Handbook of Energy Storage – Demand, Technologies, Integration*. S. 563-609, Springer Verlag Berlin Heidelberg.

Steinbacher, Karoline; Fichter, Tobias et al. (2020): The role of coal in the energy mix of MENA countries and alternative pathways. *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)*, digital abrufbar unter: https://www.giz.de/de/downloads/GIZ_2020_Role-of-coal-in-energy-mix-of-MENA-countries.pdf [18.11.2020]

Steinmann, Wolf-Dieter (2021): Thermal energy storage systems for concentrating solar power plants. In: *Lovegrove, Keith; Stein, Wes: Concentrating Solar Power Technology (Second Edition)*. S. 399-440, Woodhead Publishing.

VDI-Richtlinie (2020): 3988 Solarthermische Prozesswärme. Beuth Verlag, Berlin

World Bank (2021): *Concentrating Solar Power: Clean Power on Demand 24/7*. Washington, DC. World Bank. Digital abrufbar unter: <http://pubdocs.worldbank.org/en/849341611761898393/WorldBank-CSP-Report-Concentrating-Solar-Power-Clean-Power-on-Demand-24-7-FINAL.pdf> [01.02.2021]

CSP – das Multi-Talent

Solkraftwerke auf Basis konzentrierender Solarthermie (CSP) können einen bedeutenden Beitrag zur globalen Energiewende leisten: Sie können bis zu einem Viertel der weltweit benötigten Energie aus solarer Energie gewinnen. CSP-Anlagen produzieren mit der Energie der Sonne grünen Strom. Ein entscheidender Vorteil der CSP-Technologie ist die Speicherfähigkeit ihrer Energie: CSP-Anlagen liefern Strom 24/7 – rund um die Uhr. Zu wettbewerbsfähigen Preisen. Die CSP-Speicher machen die Energiesystem stabiler und erlauben so einen ver-

mehrten Einsatz von Wind- und PV-Anlagen. CSP-Anlagen können grüne Wärme produzieren. So kommt solare Energie in Nah- und Fernwärmenetze. CSP liefert auch hinreichend hohe Temperaturen für den Prozessdampf, den die Industrie so dringend braucht – auch für die Produktion von grünem Wasserstoff. CSP ist eine seit Jahrzehnten bewährte Technologie – und hat doch gerade erst begonnen, seine wahren Potenziale und Bedeutung für die globalen Energiesystem zu entfalten.

