

Solarthermische Kraftwerke – Integration von Strom und Brennstoffen in ein europäisches Verbundnetz



DLR

Prof. Dr. Robert
Pitz-Paal

robert.pitz-paal@dlr.de

Dr. Christian Sattler

christian.sattler@dlr.de

Dr. Reiner Tamme

rainer.tamme@dlr.de

Prof. Dr. Hans
Müller-Steinhagen
TU Dresden

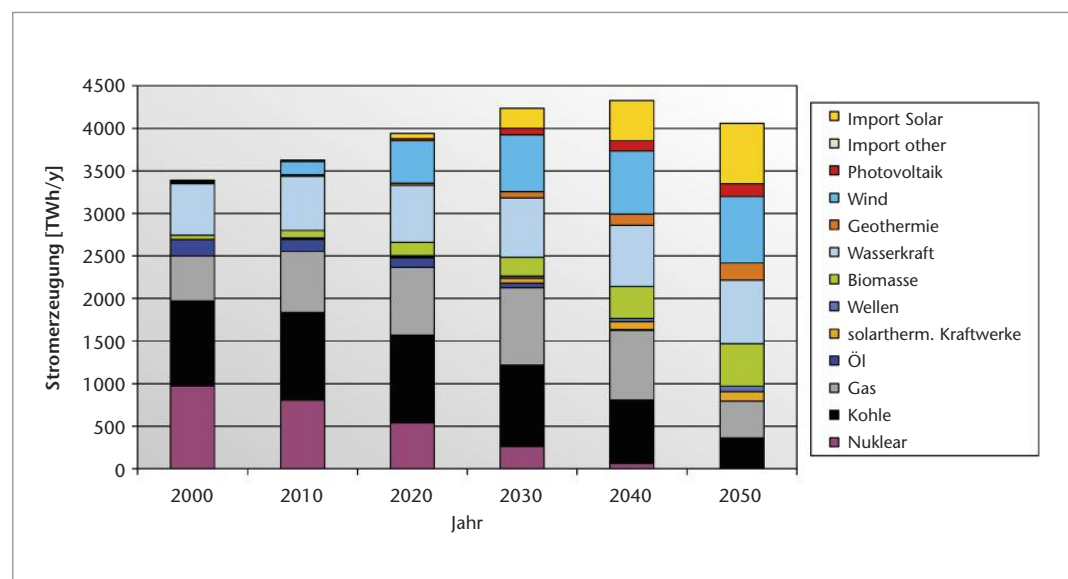
Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika könnte schon ab 2025 über neue Hochspannungsleitungen in die Verbrauchszentren nach Europa fließen und Versorgungssicherheit garantieren, wenn Sonne und Wind in Europa wetterbedingt pausieren. Auch solare Brennstoffe lassen sich vor allem dort günstig erzeugen wo die Sonne dreimal mehr scheint als bei uns. Dieser Beitrag zeigt was der FVEE tut um diese Vision umzusetzen.

Der in solarthermischen Kraftwerken in der Wüste erzeugte Strom zeichnet sich dadurch aus, dass er durch die Verwendung von kostengünstigen thermischen Energiespeichern insbesondere dann verfügbar ist, wenn wetterbedingt der in Europa erzeugte Strom durch Windturbinen oder PV-Zellen ausfällt. Der äquatornähere Standort gleicht außerdem die saisonalen Schwankungen (Tageslänge) der Solarenergienutzung in Europa weitgehend aus. Erste Abschätzungen zeigen, dass die Kosten für den Transport durch das deutlich höhere Strahlungsangebot in der Wüste mehr als ausgeglichen werden. Um 80 % der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung in Europa bis 2050 reduzieren zu können und gleichzeitig volle Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssten laut Trans-CSP-Szenario pro Jahr etwa 700 TWh Solarstrom aus Solarkraftwerken mit einer Gesamtleistung von etwa 100 GW importiert werden, was etwa 16 % des europäischen Stromverbrauchs entspräche. Weitere 100 TWh würden aus etwa 20 GW Solarkraftwerken in Südeuropa selbst stammen.

1. Einleitung

Die wissenschaftliche Basis für die Gründung der DESERTEC Industrial Initiative (DII), die den Import von erneuerbaren Strom über neu zu schaffende „Stromautobahnen“ aus der Wüste in die europäischen Verbrauchszentren konkret vorantreibt, war die vom DLR erarbeitete Trans-CSP¹-Studie [1], die insbesondere die Bedeutung von solarthermischen Kraftwerken in diesem Kontext unterstreicht.

Abbildung 1
Zukünftiger Energiemix
in Europa nach dem
Trans-CSP-Szenario



1 CSP = Concentration Solar Power

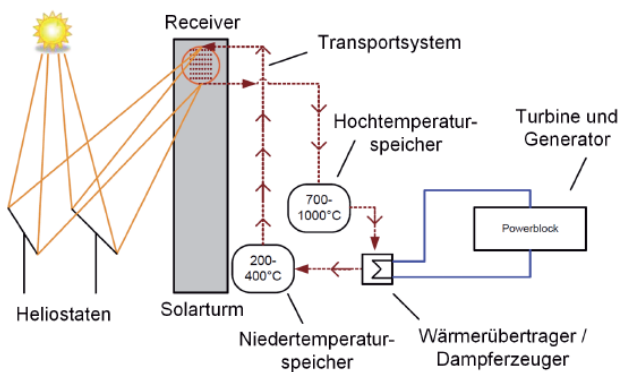


Abbildung 2
links: Schema für
einen Hochtemperatur-
partikelreceiver
rechts: mögliche
Partikel

Dabei werden thermische Energiespeicher mit 12–15 h Speicherkapazität den Solarstrom für fast 8000 h/Jahr sicherstellen. Der verbleibende Regelstrom muss durch vergleichsweise schnell regelbare konventionelle Kraftwerke bereit gestellt werden, d.h. die Nutzbarkeit von Kern- und Kohlekraftwerken wird stetig abnehmen. Die spezifischen Kosten für das Solarkraftwerk müssen gleichzeitig bis 2050 um mehr als 60 % fallen, um eine wirtschaftliche Lösung zu erreichen.

Im folgenden Abschnitt wird vorgestellt, mit welchen technologischen Ansätzen im FVEE angestrebt wird, diese Ziele zu erreichen. Zum Abschluss wird beleuchtet wie sich mit dieser Technik neben der Stromerzeugung möglicherweise auch solare Brennstoffe erzeugen lassen, die bis 2050 als weiteres Backup oder im Verkehrssektor Einsatz finden könnten.

2. FVEE Beiträge zur Stromerzeugung

2.1 Ausnutzung des Hochtemperaturpotenzials

In heutigen solarthermischen Kraftwerken werden überwiegend Parabolrinnenkollektoren verwendet, die über einen Thermoölkreislauf Frischdampf von 370 °C für ein Dampfkraftwerk erzeugen. Diese für ein Kraftwerk relativ geringe Dampftemperatur begrenzt den Nettojahreswirkungsgrad des Gesamtsystems auf etwa 15 %. Dieser liegt deutlich über dem von PV-Systemen² und lässt sich durch Erhöhung der Prozesstemperatur weiter auf bis zu 25 % erhöhen. In diesem Fall wäre nur noch 60 % der Spiegelfläche erforderlich um die gleiche elektrische Leistung wie mit

heutigen Systemen bereitzustellen, was erhebliche Kosteneinsparungen bedeutet. Zudem würde die Erhöhung der Prozesstemperatur dazu führen, dass im thermischen Energiespeicher mehr Energie pro Volumen zu speichern wäre, was die Kosten des Speichers ebenfalls deutlich reduziert. Die höheren Temperaturen führen außerdem dazu, dass sich eine Trockenkühlung des Kraftwerks wie es in der Wüste aufgrund des nicht verfügbaren Wassers notwendig wäre, deutlich weniger stark auf die Reduktion der Gesamteffizienz auswirken würde, die bislang bis zu 10 % (d. h. 1-1,5 %-Punkte) betragen kann.

Die Erhöhung der oberen Prozesstemperatur setzt einen Wechsel des verwendeten Wärmeträgerfluids voraus, da das derzeit verwendete Thermoöl bereits bis nahe an seine Stabilitätsgrenze belastet wird. In Parabolrinnen wurde der Einsatz von Wasser/Dampf bis zu Temperaturen von 500 °C untersucht. Auch erste Untersuchungen mit geschmolzenem Salz als Wärmeträgerfluid in diesem Temperaturbereich wurden bereits begonnen.

Wesentlich höhere Temperaturen lassen sich aber insbesondere in Solarturmkraftwerken erzielen. Hier kommen ebenfalls Dampf und Salz als Wärmeträgerfluide in ersten kommerziellen Systemen in Frage. Auch Luft wurde bereits in verschiedenen kleineren Demonstrationsanlagen mit einer Temperatur von bis zu 850 °C eingesetzt.

² Der Nettojahreswirkungsgrad bezieht sich auf die netto ins Hochspannungsnetz abgegebene Jahresstromproduktion bezogen auf die auf die Aperturfläche einfallende Strahlungsenergie und sollte nicht mit dem in der PV häufig zitierten Zell- oder Modulwirkungsgrad verwechselt werden.

Ein neuer beim DLR verfolgter Ansatz basiert auf Partikeln (vergleichbar mit dunklem Sand), die direkt bestrahlt werden und gleichzeitig als Speichermedium dienen (vergl. *Abb. 2*). Damit sind potenziell sowohl hohe Prozesstemperaturen als günstige Speichersysteme realisierbar

2.2 Innovative Speichertechnik

Ein herausragendes Merkmal solarthermischer Kraftwerke besteht in der Möglichkeit, die primär erzeugte Wärme in geeigneten thermischen Energiespeichern bei hohen Temperaturen zu speichern und bei Bewölkung oder nachts für die Stromerzeugung zu nutzen. Damit kann die Kombination aus Solarkraftwerk und Wärmespeicher wie ein konventionelles Kraftwerk zur Erzeugung von Regelkapazität für das Stromnetz betrieben werden. Darüber hinaus erhöhen Wärmespeicher die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks, in dem sie durch optimiertes Wärmemanagement das Betriebsverhalten des Kraftwerks verbessern, Teillastbetrieb vermindern und die Ausnutzung des Kraftwerkblocks erhöhen.

Großtechnisch erprobt und kommerziell verfügbar sind bisher thermische Speicher auf der Basis von Flüssigsalz, die in Verbindung mit Parabolrinnenkraftwerken mit Thermoölkreislauf betrieben

werden. Diese speichern Wärme, indem eine Flüssigsalzmischung aus 60 % Natrium- und 40 % Kaliumnitrat von einem „kalten“ Tank in einen „heißen“ Tank gepumpt wird. Ein Öl/Salz-Wärmeübertrager führt dabei die Wärme aus dem Solarfeld dem Salz zu. Wird der Speicher entladen, kehrt sich der Prozess um. Das heiße Salz gibt die Wärme an den Thermoölkreislauf ab und wird im „kalten“ Tank gesammelt.

Aus den oben diskutierten Gründen werden Solarkraftwerke der nächsten und übernächsten Generation bei deutlich höheren Temperaturen und mit unterschiedlichen Wärmeträgerfluiden – Dampf, Salz, Luft oder fluidisierten Partikeln – betrieben werden. Hierfür werden neuartige Speicherkonzepte benötigt. Gegenstand der Forschung beim DLR ist die Entwicklung von alternativen Speicherkonzepten wie Latentwärmespeicher und thermochemische Speicher.

Zur effizienten Speicherung in einem solarthermischen Kraftwerk mit zweiphasigem Fluid muss der Speicher der Charakteristik des Wärmeträgerfluids angepasst werden. Hierfür sind Latentwärmespeicher besonders geeignet, da sie eine Phasenumwandlung z. B. zwischen fest und flüssig eines Speichermaterials ausnutzen und hierdurch große Wärmemengen in einem sehr schmalen Temperaturbereich speichern können. Ein erster Prototyp mit 14 Tonnen Natriumnitrat Salz mit Phasenwechsel bei 306 °C und einer Kapazität von 700 kWh befindet sich im Testbetrieb (vgl. *Abb. 3*). Die Ergebnisse werden für eine industrielle Weiterentwicklung dieser Technologie benötigt, die nachfolgend in ein Speichersystem für ein Demonstrationskraftwerk zur solaren Direktverdampfung einfließen sollen.

Thermochemische Energiespeicher haben das Potential, Wärmespeicher mit extrem hoher Speicherdichte (Faktor 10–20 gegenüber sensiblen Speichern, Faktor 3–5 gegenüber Latentwärmespeichern) zu realisieren. Darüber hinaus sind sie zur Wärmetransformation geeignet, indem thermische Energie bei höherer Temperatur ausgekoppelt werden kann. Um die Basis für eine technologische Umsetzung zu schaffen, müssen für relevante Anwendungsbereiche die optimalen Reaktionssysteme identifiziert und die verfahrenstechnischen und wärmetechnischen Entwurfsgrundlagen entwickelt werden. Beim DLR werden

Abbildung 3
700 kWh Latentwärmespeicher mit 700 kWh Kapazität für die Speicherung von Dampf bei 100 bar



zwei unterschiedliche Reaktionssysteme untersucht. Das System $\text{Ca}(\text{OH})_2/\text{CaO}$ für den Betrieb im geschlossenen Kreislauf im Temperaturbereich 400–650 °C und Metalloxidsysteme vom Typ $\text{MeO}_2/\text{Me}_2\text{O}_3$ bzw. $\text{Me}_3\text{O}_4/\text{MeO}$ für einen Betrieb im offenen Kreislauf im Bereich 500–1000 °C.

Langfristiges Ziel ist es, für neue Kraftwerkskonzepte zuverlässige und effiziente Wärmespeicher zur Verfügung zu haben, deren spezifische Investitionskosten mittelfristig < 30–40 €/kWh und langfristig < 20 €/kWh thermischer Speicherkapazität liegen.

3. FVEE Beiträge zur Brennstoffherzeugung

Konzentrierende Solartechnik kann über die Stromerzeugung hinaus wesentlich zu einer innovativen Energieversorgung beitragen. Dazu werden die hohen Temperaturen die bereitgestellt werden können, direkt genutzt, um chemische Prozesse anzutreiben. Verluste durch Energiewandlungsprozesse werden dadurch minimiert. In den Produkten ist die Solarenergie gespeichert und kann so orts- und zeitunabhängig genutzt werden.

Drei wesentliche Anwendungsgebiete werden derzeit erschlossen: die energetische Aufwertung fossiler Rohstoffe, die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff, sowie die thermische Reduktion von CO_2 zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe.

Ein erheblicher Anteil des Brennwertes solar aufgewerteter fossiler Brennstoffe ist gespeicherte Sonnenenergie, zum Beispiele bei aus Erdgas solarthermisch produziertem Synthesegas ca. 20 %. So werden auch bisher unrentable fossile Ressourcen, wie CO_2 -reiches Erdgas oder Raffinerierückstände wie Petrolkoks energetisch nutzbar bei gleichzeitig reduziertem CO_2 -Ausstoß. Die Technik ist bereits soweit entwickelt, dass eine Reihe von Pilotanwendungen im Maßstab von mehreren 100 kW weltweit getestet werden. Jüngstes Beispiel ist ein 400 kW, 15 bar Druck aufgeladener solarer Erdgasreformer den das DLR und seine Partner erfolgreich auf dem Solarturm des Weizmann Institutes of Science in Israel getestet haben.

Eine Brückentechnologie ist das solare Cracken³ von Erdgas. Dabei werden Wasserstoff und Kohlenstoff aber kein CO_2 erzeugt. Der Wasserstoff kann zum Beispiel in Brennstoffzellen verstromt oder als Grundchemikalie genutzt werden, der Kohlenstoff kann in so hoher Qualität erzeugt werden, so dass er etwa für die Produktion von Reifen einsetzbar sein könnte. Das DLR hat auch diese Technologien in einem Projekt mit seinen Partnern in einem 50 kW Maßstab demonstriert, die federführend vom französischen CNRS-PROMES im Megawattsonnenofen von Odeillo entwickelt und getestet wurde.

Wasserstoff kann noch umweltfreundlicher durch die solarthermische Spaltung von Wasser erzeugt werden. Um dies unter handhabbaren Bedingungen realisieren zu können werden sogenannte thermochemische Kreisprozesse genutzt, in denen die Wasserspaltung in mehrere Reaktionsschritte aufgeteilt ist. Die Wirkungsgrade solar thermochemischer Kreisprozesse können bis zu 25 %⁴ betragen. Ein aktuelles Beispiel ist das Projekt HYDROSOL-3D bei dem, basierend auf Tests in einem 100 kW Solarreaktor, der auf einem Solarturm auf der Plataforma Solar de Almería vom DLR und seinen Partnern betrieben wird, das Design für ein Scale-up in den Megawattmaßstab entwickelt wird.

Das wegen der Klimaveränderung derzeit am intensivsten beforschte Gebiet ist die Reduktion von CO_2 . Der Einsatz von konzentrierter Solarstrahlung eröffnet hier Möglichkeiten CO_2 wieder in den energetischen Kreislauf zurückzuführen und so Solarenergie auch zur wesentlichen Ressource für eine klimaneutrale Mobilität zu machen, ohne den Energievektor ändern zu müssen. Das DLR arbeitet intensiv mit Partnern aus der Industrie an den Grundlagen dieser Technologie basierend auf dem Know-how zum Design effizienter solarchemischer Reaktoren.

3 Verfahren, bei dem Erdgas in seine chemischen Bestandteile gespalten wird. Dabei werden langkettige Kohlenwasserstoffe in Kohlenwasserstoffe kürzerer Kettenlänge zerlegt.

4 Der angegebene Wirkungsgrad errechnet sich aus dem Solarfeldwirkungsgrad und dem Reaktionswirkungsgrad – die in der Literatur angegebenen Wirkungsgrade für thermochemische Kreisprozesse zwischen 35 % und 69 % nur auf den Reaktionswirkungsgrad.

Abbildung 4
Solarthermische
Wasserstoffproduktion
auf einem Solarturm
der Plataforma Solar de
Almería



4. Schlussfolgerungen

Die kommerzielle Nutzung solarthermischer Kraftwerke hat gerade erst begonnen. Durch die zentrale netzgekoppelte Erzeugung an Standorten mit hohem Strahlungspotenzial und die Möglichkeit der preiswerten Energiespeicherung ergänzt die Technik andere mehr dezentral genutzte erneuerbare Energien exzellent und ermöglicht es damit, die bis 2050 geplanten, hohen Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in Europa zuverlässig bereitzustellen. Bis zum Jahr 2050 besteht die Herausforderung, die vorhandenen Kapazitäten an solarthermischen Kraftwerken allein für Europa zu ver Hundertfachen. Weltweit sind die Potenziale für diese Technik noch deutlich größer. Daher sind gegenwärtige Forschungsanstrengungen entscheidend und müssen weiter verstärkt werden um diese Technik zu vertretbaren Kosten implementieren zu können.

Literatur

- [1] Trieb, F., Schillings, C., et. al., Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. German Aerospace Center (DLR), Study for the German Ministry of Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, June 2006. (www.dlr.de/tt/trans-csp)