

■ Forschung und Innovation für Wärme, Brennstoffe und Speicherung

- Thermochemische Biomassevergasung zur Poly-Generation von Strom, Wärme und Kraftstoff
- Solare Brennstoffe – Erzeugung, Nutzungsverfahren und Umwandlungseffizienzen
- Speicherungstechniken für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung

Thermochemische Biomasse- vergasung zur Poly-Generation von Strom, Wärme und Kraftstoff

Dr. Michael Specht
ZSW
michael.specht@zsw-bw.de

Tonja Marquard-
Möllenstedt
ZSW
tonja.moellenstedt@
zsw-bw.de

Dr. Ulrich Zuberbühler
ZSW
ulrich.zuberbuehler@
zsw-bw.de

Prof. Dr.
Hartmut Spliethoff
ZAE Bayern
spliethoff@tum.de

Die thermochemische Vergasung von Biomasse eröffnet ein breites Spektrum an energetischen Nutzungsoptionen, die vor dem Hintergrund folgender Zielgrößen diskutiert werden:

- hocheffiziente energetische Nutzung der eingesetzten Ressourcen
- breites Einsatzspektrum verschiedener Biomassen
- hohes CO₂-Reduktionspotenzial

Ein weiteres Ziel – neben der Erzeugung von Strom und Wärme – ist die kombinierte Bereitstellung hochwertiger Energieträger aus dem Produktgas des Vergasungsprozesses. Im Rahmen des Beitrags werden verschiedene Verfahrensvarianten vorgestellt. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf gasförmigen Sekundärenergieträgern, denen in der bisherigen Diskussion zu wenig Beachtung gewidmet wird.

Effiziente Nutzung biogener Ressourcen

Bei der energetischen Nutzung von Biomasse stellt sich die Frage nach dem optimalen Verwertungspfad. Gibt es aufgrund der Nutzungskonkurrenz im Wärme-, Strom- und Kraftstoffmarkt den optimalen Verwertungspfad? In vielen Potenzialstudien wird die Biomasse – trotz begrenzter Verfügbarkeit – für die energetische Nutzung „mehrfach verkauft“. Welche Rahmenbedingungen liegen einem effizienten Biomasseeinsatz zugrunde? Im vorliegenden Beitrag werden hierzu einige Argumente kritisch dargelegt, die zu diesen Erkenntnissen führen:

- Feste Biomassen mit einem Feuchtegehalt < 40 Gew.% sind für die thermochemische Vergasung prädestiniert.

- Anaerob vergärbare Biomassen mit einem höheren Wassergehalt sind vorzugsweise über den Pfad der fermentativen Biogas-erzeugung nutzbar.

Folgende Randbedingungen sollten der energetischen Biomassenutzung zugrunde gelegt werden:

1. hohe energetische Effizienz des Umwandlungspfades
2. hohes CO₂-Reduktionspotenzial
3. Leistungsgröße der Konversionsverfahren, die dem dezentralen Anfall der biogenen Rohstoffe gerecht wird
4. möglichst breite biogene Rohstoffbasis der Konversionsverfahren
5. Erzeugung von Endenergie für den Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkt

Für einen effizienten Einsatz biogener Ressourcen müssen alle der oben aufgeführten Randbedingungen erfüllt werden – weitere kommen hinzu, die sich aus der Nutzungskonkurrenz zur Erzeugung von Nahrungsmitteln bzw. der stofflichen Verwertung der Biomasse ergeben.

Thermochemische Gasherstellung aus Biomasse

Die Motivation für die Vergasung von Biomasse ist der hohe Verstromungswirkungsgrad, die Nutzungsoption des erzeugten Produktgases zur Erzeugung von Sekundärenergieträgern und die Verwendbarkeit einer Vielzahl fester biogener Brennstoffe.

Für die thermochemische Konversion von Biomasse kommt eine ganze Reihe von Vergasungsverfahren in Frage, die sich hinsichtlich der Prozessbedingungen (z. B. Temperatur, Druck, Vergasungsmittel) und in der technischen

Ausführung (Festbett-, Wirbelschicht-, Flugstromvergaser) unterscheiden.

Bei allen Vergasungsverfahren wird ein Produktgas erzeugt, das sich im Wesentlichen aus den heizwertreichen Komponenten H_2 , CO , CH_4 , C_nH_m sowie CO_2 , H_2O und ggf. N_2 zusammensetzt. Maßgeblich bestimmend für die Anteile der einzelnen Gaskomponenten sind die Prozessbedingungen und das verwendete Vergasungsmittel (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf).

Abhängig von der Art der Wärmezufuhr unterscheidet man autotherme und allotherme Verfahren. Während bei allothermen Verfahren die benötigte Energie für die Vergasung mittels eines Wärmeträgers oder eines Wärmetauschers eingebracht wird, erfolgt dies bei auto-thermen Verfahren durch eine Teilverbrennung im Vergaser. Wird bei der autothermen Prozessführung Luft verwendet, enthält das Produktgas den inerten N_2 -Anteil aus der Luft, was sich sowohl auf den Heizwert als auch auf die nachfolgenden Prozessschritte nachteilig auswirkt.

Die verschiedenen Verfahren unterscheiden sich deutlich bezüglich der Gaszusammensetzung. Aufgrund der für die Erzeugung von Sekundärenergieträgern notwendigen Gasqualität (stickstofffreies Produktgas) kommen bei der Wahl der Vergasungsverfahren ausschließlich allotherme Konzepte bzw. sauerstoffbetriebene autotherme Prozesse in Betracht. Die Bandbreiten der trockenen Produktgaszusammensetzungen für die allothermen bzw. sauerstoffbetriebenen autothermen Verfahren betragen in der Regel 30 - 50 Vol. % H_2 , 20 - 40 Vol. % CO , 10 - 25 Vol. % CO_2 , 0 - 15 Vol. % CH_4 .

Ein weiteres Unterscheidungskriterium bei Vergasungsverfahren ist die Vergasungstemperatur, woraus sich zwei verschiedene Herstellungspfade für Produkt- bzw. Synthesegase ergeben:

Das ist zum einen der „Hochtemperaturpfad“ mit Vergasungstemperaturen im Bereich > 1200 °C. Hierbei wird ein teer- und kohlenwasserstoffarmes Produktgas mit ungefähr gleichen Anteilen an H_2 und CO erzeugt. In der Regel kommen hier Flugstromvergaser mit Sauerstoff (und Dampf) als Vergasungsmittel zum Einsatz. Dieser Konversionspfad ist

prädestiniert für Großanlagen (> 500 MW). Im Gegensatz dazu eignet sich der „Niedertemperaturpfad“ mit Vergasungstemperaturen im Bereich < 1000 °C eher für dezentrale Anlagen. Hier werden in der Regel Wirbelschichtvergaser eingesetzt. Bedingt durch die niedrige Vergasungstemperatur enthält das Produktgas nennenswerte Anteile an CH_4 und kurzkettige Kohlenwasserstoffe (Ethan, Ethen, etc.). Der CH_4 -Gehalt spielt eine entscheidende Rolle, da der Energiegehalt von CH_4 ca. 3-fach höher ist als der von H_2 bzw. CO . Je niedriger die Temperatur des Vergasungsverfahrens ist, desto höher ist der CH_4 -Gehalt. Ist Erdgassubstitut (Substitute Natural Gas, SNG) das Zielprodukt als Sekundärenergieträger, so ist eine Niedertemperaturvergasung zielführender, da bereits im primären Produktgas ein hoher Teil des Heizwertes (bis 40% des Produktgasheizwertes) in Form von Methan vorliegt.

Nutzung des Produktgases aus der thermochemischen Vergasung zur Erzeugung chemischer Energieträger

Aus dem durch die thermochemische Vergasung erzeugten Synthesegas lässt sich eine Vielzahl möglicher chemischer Energieträger erzeugen, z. B. Wasserstoff, Methanol, Dimethylether, synthetische Benzin-/Dieselkraftstoffe oder ein methanbasiertes Erdgassubstitut.

Da sich synthetische Benzin-/Dieselkraftstoffe via Fischer-Tropsch-Synthese für den Mobilitätsbereich am einfachsten – ohne jegliche Änderung der Infrastruktur – in bestehende Strukturen integrieren lassen, findet dieser Weg seitens der Mineralöl- und Automobilindustrie die größte Zustimmung.

Bezogen auf die in Abschnitt 1 dargestellten Randbedingungen zur Nutzung biogener Ressourcen ergeben sich jedoch Nachteile bei der Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Biomasse. Die Leistungsgröße der Anlagen (> 100 MW) widerspricht dem dezentralen Anfall biogener Ressourcen und die energetische Effizienz ist verglichen mit anderen Verwertungswegen deutlich geringer (Abb. 1).

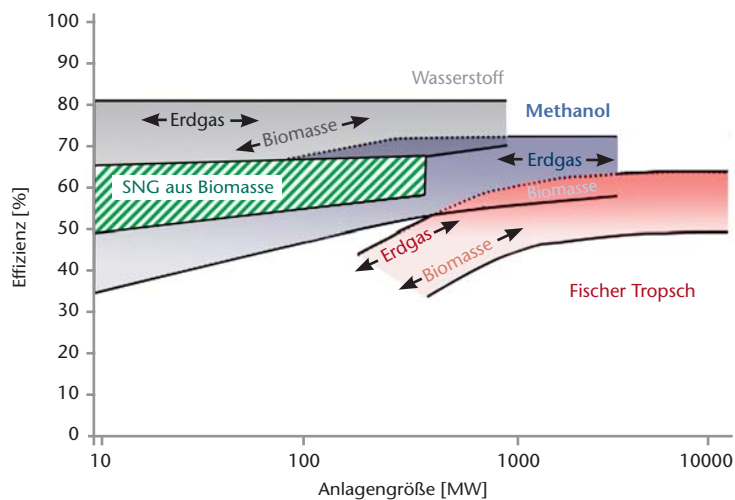


Abbildung 1
Bandbreite der energetischen Effizienz (Verhältnis des unteren Heizwertes (LHV) des erzeugten Produktes zum Edukt Erdgas (NG) bzw. Biomasse) als Funktion der Anlagengröße. (Die Co-Generation von Strom bzw. Wärme ist nicht berücksichtigt.)

Bezüglich der energetischen Wirkungsgrade und der Anlagengröße schneidet der Flüssigkraftstoff Methanol zwar deutlich besser ab, aber Methanol wird auf absehbare Zeit für den Verkehrsbereich aufgrund der begrenzten Zumischbarkeit zu konventionellen Kraftstoffen und mangelnder Akzeptanz nur eine begrenzte Rolle spielen.

Den gasförmigen Sekundärenergieträgern Erdgassubstitut (SNG) und Wasserstoff wird dagegen noch zu wenig Bedeutung beigemessen, obwohl die Leistungsgrößen deutlich kleiner sind und der Herstellprozess einen höheren energetischen Wirkungsgrad als bei den Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aufweist. SNG kann bereits kurz- bis mittelfristig in die bestehende Gas-Infrastruktur integriert werden, während Wasserstoff erst langfristig eine energiewirtschaftliche Relevanz erhalten wird.

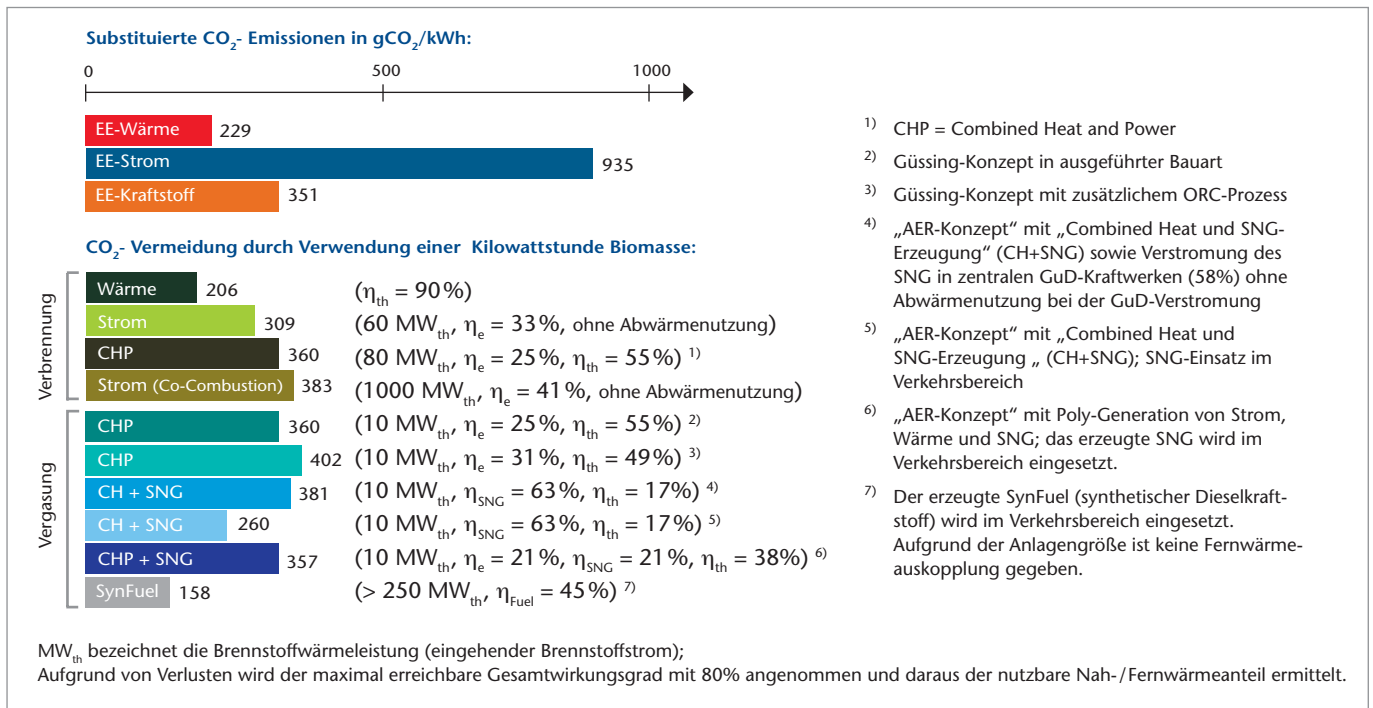
An dieser Stelle soll kurz eingegangen werden auf das für die Erzeugung von adaptiertem Synthesegas am ZSW entwickelte AER-Verfahren (Absorption Enhanced Reforming) zur Vergasung von Biomasse. Das AER-Produktgas unterscheidet sich im hohen H₂-Gehalt sowie im geringen Inertgas- und CO_x-Anteil deutlich von dem anderer thermochemischer Konversionsverfahren. Insbesondere der hohe Wasserstoffanteil mit ca. 70 Vol.% im trockenen Produktgas ermöglicht die Erzeugung von Sekundärenergieträgern aus dem stöchiometrisch adaptierten Synthesegas. Die Abtrennung von H₂ kann durch geeignete Gastrenntechnologien erfolgen. Aufgrund der Vergasungstemperatur von

< 700 °C verfügt das Produktgas über einen Methananteil > 12 Vol.%. Die niedrige Vergasungstemperatur ermöglicht neben der Verwendung von Holz als Brennstoff ein flexibles Einsatzspektrum von Biomassen in der Wirbelschicht. Durch entsprechende Wahl der AER-Verfahrensparameter kann in einer bestimmten Bandbreite der CO_x-Anteil im Produktgas eingestellt werden. In einer nachgeschalteten Methanisierungsstufe lässt sich das CO_x mit H₂ zu Methan umwandeln. Experimentelle Ergebnisse zeigen, dass nach der Methanisierung ein methanreiches Gas resultiert, das ohne weiteren CO₂-Abtrennprozess den Richtlinien zur Einspeisung in das Erdgasnetz entspricht.

CO₂-Vermeidung bei der energetischen Nutzung biogener Ressourcen

Da Biomasse eine begrenzte Ressource ist und vielseitig verwertet wird, sind sowohl die energetische Effizienz als auch die CO₂-Vermeidung bei der energetischen Nutzung von besonderer Bedeutung. Es stellt sich die Frage, wie eine kWh Biomasse unter dem Gesichtspunkt der CO₂-Vermeidung energetisch am sinnvollsten eingesetzt werden kann. Die CO₂-Vermeidung gibt an, welche Menge an CO₂ eingespart wird, wenn anstelle fossiler Ressourcen Biomasse als Primärenergieträger in verschiedenen Nutzungssektoren eingesetzt wird.

Abb.2 zeigt im oberen Abschnitt die bei der regenerativen Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoff (Kraftstoffnutzung im Verkehrsbereich) substituierten CO₂-Emissionen in Deutschland. Dargestellt ist, wie viel CO₂ bei der Nutzung einer regenerativ erzeugten Kilowattstunde Wärme, Strom oder Kraftstoff eingespart wird. Die Kilowattstunde konventionell bereitgestellte Wärme ist aufgrund hoher energetischer Wirkungsgrade und der dominierenden Energieträger Erdgas bzw. Erdöl im Wärmemarkt mit relativ geringen spezifischen CO₂-Emissionen belastet. Regenerativ erzeugte Heizenergie substituiert 229 gCO₂/kWh im Wärmemarkt. Deutlich höher sind die CO₂-Emissionen im Verkehrsbereich. Hier dominiert Erdöl als



- 1) CHP = Combined Heat and Power
- 2) Güssing-Konzept in ausgeführter Bauart
- 3) Güssing-Konzept mit zusätzlichem ORC-Prozess
- 4) „AER-Konzept“ mit „Combined Heat und SNG-Erzeugung“ (CH+SNG) sowie Verstromung des SNG in zentralen GuD-Kraftwerken (58%) ohne Abwärmenutzung bei der GuD-Verstromung
- 5) „AER-Konzept“ mit „Combined Heat und SNG-Erzeugung“, (CH+SNG); SNG-Einsatz im Verkehrsbereich
- 6) „AER-Konzept“ mit Poly-Generation von Strom, Wärme und SNG; das erzeugte SNG wird im Verkehrsbereich eingesetzt.
- 7) Der erzeugte SynFuel (synthetischer Dieselmotorkraftstoff) wird im Verkehrsbereich eingesetzt. Aufgrund der Anlagengröße ist keine Fernwärmeauskopplung gegeben.

Ressource und die Endenergieträger Benzin, bzw. Diesel-Kraftstoff werden unter Energieeinsatz hergestellt. Regenerativ erzeugte Kraftstoffe substituieren 351 gCO₂/kWh gegenüber rohöl-basierten Kraftstoffen im Straßenverkehr. Der hohe Wert bei der Nutzung regenerativ erzeugten Stroms mit 935 gCO₂/kWh_e ist auf den substituierten Grund- und Mittellaststrom zurückzuführen. Die Kilowattstunde erneuerbarer Strom substituiert hier konventionell erzeugte Elektrizität mit einem hohen Kohleanteil ohne Substitution des Kernenergieanteils.

In Abb. 2 ist zusätzlich die CO₂-Vermeidung dargestellt, wenn eine Kilowattstunde Biomasse in verschiedenen Nutzungssektoren eingesetzt wird. Die der Berechnung zugrunde liegenden Annahmen wie Anlagengröße und energetischer Wirkungsgrad zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoff sind im Diagramm angegeben.

Die Verwendung im Wärmemarkt hat einen geringen CO₂-Einspareffekt mit „nur“ 206 gCO₂/kWh_{Biomasse} zur Folge (bei einem modernen Hausheizungskessel mit einem energetischen Wirkungsgrad von 90%).

Die Verstromung von Biomasse über Verbrennungsprozesse zeichnet sich in der Leistungsklasse oberhalb von 50 MW Brennstoffwärme-

leistung durch hohe Verstromungswirkungsgrade aus. Das Problem bei Anlagen dieser Leistungsklasse ist jedoch – neben langen Biomasse-Transportwegen – die Nutzung der anfallenden Wärme. Einerseits nimmt der Verstromungswirkungsgrad des Kraftwerkes bei Wärmeauskopplung ab, andererseits müssen hohe Wärmeleistungen in Fern- bzw. Nahwärmenetze eingespeist werden, die jedoch in der Regel nicht verfügbar sind, so dass die Wärme ohne Nutzen weggekühlt wird. In Abb. 2 ist deshalb nur in einem Fall (CHP) die Wärmenutzung dargestellt, was aber ein vorhandenes Wärmenetz mit einer Aufnahmekapazität von fast 50 MW erforderlich macht.

Obwohl der Gesetzgeber die Co-Verbrennung mit EEG-Vergütung in Deutschland ausgeschlossen hat, ist dieser Pfad mit aufgeführt. Dieser Nutzungspfad mit hohen Verstromungswirkungsgraden ist an die Nutzung von Kohle in Großkraftwerken gebunden. Unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes ist langfristig die Nutzung von Kohle jedoch nur tragbar, wenn hierbei die Abtrennung und Endlagerung von CO₂ gelingt.

Die Vergasungskonzepte haben insbesondere zwei Vorteile: Das erzeugte Produktgas kann neben der Verstromung und Abwärmenutzung

Abbildung 2
Durch regenerative Bereitstellung von Energie substituierte CO₂-Emissionen in Deutschland sowie CO₂-Vermeidung durch Verwendung einer kWh Biomasse in verschiedenen Nutzungspfaden.

auch zur Erzeugung flüssiger und gasförmiger Sekundärenergieträger verwendet werden (Poly-Generation) und es können hohe CO₂-Einsparungen bei kleinen, dezentralen Anlagengrößen erzielt werden.

Die kombinierte Herstellung von Strom und Wärme nach dem in Güssing (Österreich) realisierten Vergasungsverfahren mit Gasmotor ergibt eine CO₂-Vermeidung von 360 gCO₂/kWh_{Biomasse}. Mit zusätzlicher Integration eines ORC-Prozesses steigt die CO₂-Vermeidung auf 402 gCO₂/kWh_{Biomasse}. Die Poly-Generation von Strom, Wärme und Kraftstoff (CHP+SNG) nach dem „AER-Konzept“ bietet eine vergleichbar hohe CO₂-Vermeidung bei gleichzeitiger Erweiterung des Produktspektrums, hohen Wirkungsgraden und einfacher Prozessführung bei der SNG-Erzeugung. Diese Variante hat den Vorteil eines geringeren Wärmeeinbaus an der Vergasungsanlage gegenüber der Co-Generation von Strom und Wärme.

Das Anlagenkonzept kann so modifiziert werden, dass SNG in Co-Generation mit Wärme erzeugt wird (CH+SNG). Vorteil ist hier der geringe Wärmeeinbau am Ort der Vergasungsanlage, so dass eine flexiblere Standortwahl (ohne großes Wärmenetz) möglich wird. Die CO₂-Einsparung richtet sich nach der Verwendung des SNG. Dieses kann nach Transport über die existierende Infrastruktur für die Betankung von Fahrzeugen, in dezentralen BHKWs oder in GuD Kraftwerken genutzt werden. Beim Vergleich der Nutzungsoptionen für den Verkehrsbereich (Dieselsubstitut oder Erdgassubstitut) ist der SNG-Pfad gegenüber dem synthetischer Dieselkraftstoffe unter dem Aspekt der CO₂-Vermeidung eindeutig von Vorteil.

Schlussfolgerungen

Biomasse ist eine begrenzt verfügbare Ressource, deren Einsatz für energetische Anwendungen nur unter Berücksichtigung der Randbedingungen hohe energetische Effizienz, hohes CO₂-Reduktionspotenzial, dezentrale Nutzung, breite biogene Rohstoffbasis und Erzeugung von Endenergie für den Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkt erfolgen sollte. Folgende Schlussfolgerungen zur thermochemischen Nutzung von Biomasse lassen sich ableiten:

1. Der Einsatz biogener Ressourcen allein zur Wärmeerzeugung ist aus CO₂-Vermeidungsgründen nicht zukunftsfähig.
2. Die dezentrale Verwendung der Biomasse ist der zentralen aufgrund möglicher Abwärmennutzung und damit höherer Gesamteffizienz vorzuziehen.
3. Vor dem Hintergrund der CO₂-Vermeidung, der energetischen Effizienz und der erforderlichen Anlagengröße wird die Erzeugung von synthetischen Benzin- oder Dieselmotorkraftstoffen aus Biomasse auf der Basis heute verfügbarer Technologien als wenig zielführend angesehen.
4. Wegen der vorhandenen Infrastruktur für methanbasierte Gase, der hohen energetischen Effizienz der SNG-Erzeugung aus Biomasse über den Vergasungspfad und des deutlich reduzierten Wärmeeinbaus (im Vergleich zur Verstromung) ist Erdgassubstitut ein vielversprechender Sekundärenergieträger für stationäre und mobile Anwendungen.
5. Die Co- bzw. Poly-Generation von Strom-, Wärme- und SNG über thermochemische Konversionsverfahren ermöglicht eine hohe CO₂-Vermeidung bei der energetischen Biomassenutzung auch in dezentralen Anlagenkonzepten mit einer Brennstoffwärmeleistung ab ca. 10 MW.

Solare Brennstoffe – Erzeugung, Nutzungsverfahren und Umwandlungseffizienzen

Die derzeitige Energieversorgung insbesondere für mobile Anwendungen basiert zu einem Großteil auf der Nutzung fossiler Brennstoffe. Der hohe Verbrauch an fossilen Energieträgern führt zu erheblichen Emissionsmengen mit den entsprechenden negativen Auswirkungen. Wasserstoff könnte als sauberer Energieträger in Zukunft eine wichtige Rolle für die Kraftstoff- und Energieversorgung übernehmen. Zentraler Punkt einer Wasserstoffwirtschaft ist die ökologisch und wirtschaftlich vertretbare Erzeugung des Wasserstoffs, etwa durch die in diesem Beitrag beschriebenen Wege der thermischen Wasserspaltung oder Reformierung von Kohlenwasserstoffen mit reduzierten Emissionen.

Die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger bietet Vorteile. Die Nutzung von Wasserstoff kann in Brennstoffzellen (Erzeugung elektrischer Energie), Verbrennungsmotoren (Erzeugung mechanischer Energie), katalytischen Brennern (Wärmeerzeugung) etc. stattfinden. Die Nutzung von Brennstoffzellen zur Erzeugung elektrischer Energie, ermöglicht prinzipiell im Vergleich zu Gas- oder Dampfturbinenkraftwerken höhere elektrische Wirkungsgrade.

Solare Verfahren zur Wasserstofferzeugung bieten die Möglichkeit, Sonnenenergie in einem transportablen Energieträger zu speichern, um sie zeitlich oder räumlich versetzt zu nutzen. Langfristig sind solare Brennstoffe mit Wasserstoff gleichzusetzen, da so der Umstieg von der fossilen in die erneuerbare treibhausgasfreie Energiewirtschaft erfolgen kann. Da die gegenwärtige Energiewirtschaft jedoch auf fossilen Rohstoffen basiert, erscheint es sinnvoll den Einstieg schrittweise zu vollziehen, ähnlich wie dies durch die High Level Group der EU in ihrer Wasserstoffvision 2003 dargestellt wurde [1]. Das Ziel dieses Entwicklungswegs ist die Wasserstofferzeugung aus Wasser.

Wasserstofferzeugung aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern

Bei der solaren Dampfreformierung von Methan bzw. Erdgas ist die Entwicklung auf einer Stufe angelangt, die kurz- bis mittelfristige eine industrielle Umsetzung möglich macht. In diesem Prozess wird Erdgas mit Wasserdampf bei Temperaturen von 750 - 850 °C zu Wasserstoff und Kohlenmonoxid, zu so genanntem Synthesegas umgewandelt. Dessen Brennwert ist höher als der des Erdgases, die Differenz entspricht dabei der gespeicherten Sonnenenergie.

Seit den 1980er Jahren wurden im Rahmen von mehreren Forschungs- und Entwicklungsprojekten verschiedene Verfahren vom Labor- bis in den Pilotmaßstab entwickelt und dabei Reaktorwirkungsgrade von 80-90% erzielt. Die Wirtschaftlichkeit wurde im Rahmen von mehreren Studien abgeschätzt [2]. Die Ergebnisse zeigen, dass bereits heute die Differenz der Kosten zwischen konventioneller und solarer Dampfreformierung sehr gering sind. Der Break-even-Point wird bei einem Erdgaspreis von 3,4 ct/Nm³ erreicht. Der Preis liegt heute bei etwa 2,1 ct/kWh, allerdings lag er zwischen September 2005 und Januar 2006 bereits zwischen 2,8 und 3,8 ct/kWh [3].

Zurzeit wird im Rahmen eines von der EU cofinanzierten Projekts SOLREF [4] ein direkt bestrahlter druckaufgeladener, volumetrischer Solarreceiver entwickelt. Der in einer Pilotanlage mit einer Leistung von 400 kW_{th} auf dem Solarturm des Weizmann Institutes of Science in Israel getestet wird. Diese Pilotanlage umfasst neben dem eigentlichen Reformer auch einen Reaktor für eine Shift-Reaktion, bei der durch eine gezielte Verschiebung des Reaktionsgleichgewichts Kohlenmonoxid mit Wasser zu Kohlendioxid und Wasserstoff umgewandelt wird.

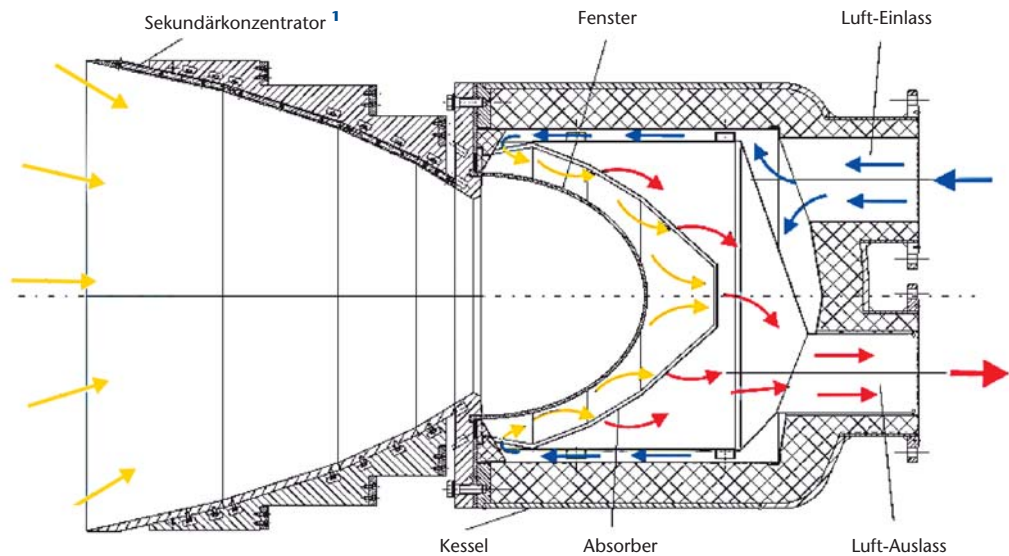
Dr. Christian Sattler
DLR
christian.sattler@dlr.de

Dr. Andreas Bühring
Fraunhofer ISE
buehring@ise.fraunhofer.de

Jochen Linßen
FZ Jülich
j.linssen@fz-juelich.de

Abbildung 1
Schema eines druck-
aufgeladenen Solar-
receivers zur Reformie-
rung von Methan.

¹ Trichterspiegel zur
Fokussierung der
Sonnenstrahlung in
den Reaktor

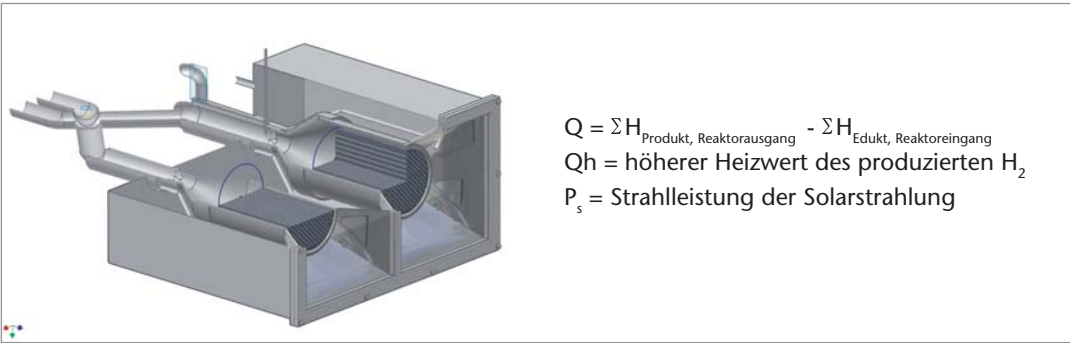


Der Wasserstoff wird durch Druckwechselabsorption von den anderen Gasen getrennt. In der nächsten Entwicklungsstufe ist die Errichtung einer 1 MW_{th} – Anlage geplant, und zwar auf einer Erdgasquelle in Süditalien als Demonstration für eine kommerzielle Anlagen. Neben der Reformierung könnte auch das solare Aufspalten („Cracken“) von Methan eine interessante Alternative für die Wasserstoffherzeugung sein. Hier gibt es noch einen großen Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Aber durch die im Kyoto Protokoll manifestierte Notwendigkeit, CO₂-Emissionen zu reduzieren, sind Verfahren, bei denen erst gar kein CO₂ sondern Kohlenstoff entsteht, besonders interessant geworden. Es scheint zwar zunächst widersinnig den hohen Energieinhalt des Kohlenstoffs nicht zu nutzen, aber die Lagerung wird dadurch deutlich einfacher und sicherer und zumindest ein Teil des Kohlenstoffs kann als hochwertiger Rohstoff verwendet werden, zum Beispiel für die Produktion von Reifen.

Wasserstoffherzeugung aus Wasser

Nach ihrer kurz- bis mittelfristigen Einführung müssen solare Brennstoffe langfristig aus Rohstoffen erzeugt werden, die keine Gefahr für Weltklima und Gesundheit darstellen. Dass Wasser diese Anforderung ideal erfüllt, ist offensichtlich. Allerdings ist Wasser allgemein in den Regionen der Erde mit hoher solarer Einstrahlung knapp, wenn es nicht aus dem Meer gewonnen werden kann. Also muss entweder Solarstrom an Orte transportiert werden, an denen Wasser verfügbar ist, das dann zum Beispiel durch Elektrolyse gespalten werden kann, oder man kombiniert Meerwasseraufbereitung und thermische Prozesse.

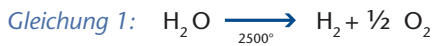
Vorteile der thermischen Prozesse gegenüber der Elektrolyse sind der potenziell höhere thermische Wirkungsgrad und die Einsparung eines Energiewandelschritts. Kombinierte Anlagen könnten zudem zur Trinkwasserversorgung in den Sonnengürteln der Erde beitragen. Die direkte thermische Wasserspaltung in Wasserstoff und Sauerstoff (Gl. 1) erscheint technisch als wenig Erfolg versprechend, da die notwendigen Temperaturen von deutlich über 2500 °C im industriellen Maßstab nicht effizient realisierbar sind, und das entstehende „Knallgas“ explosiv und schwierig zu trennen ist [5].



$$Q = \sum H_{\text{Produkt, Reaktorausgang}} - \sum H_{\text{Edukt, Reaktoreingang}}$$

Q_h = höherer Heizwert des produzierten H_2
 P_s = Strahlleistung der Solarstrahlung

Abbildung 2
HYDROSOL Reaktor zur quasi kontinuierlichen H_2 -Produktion



Thermochemische Kreisprozesse

Seit den 1970er Jahren werden so genannte thermochemische Kreisprozesse untersucht, bei denen die Wasserspaltung in mehrere Schritte aufgeteilt ist. So wird die technische Realisierbarkeit verbessert. Seit einigen Jahren wird der Einsatz von Wärme aus konzentrierter Sonnenstrahlung genutzt. Insbesondere die Fortschritte in der Solarreceivertechnik und bei den Solarturmkraftwerken ermöglichten diese Entwicklung [6].

- **Kreisprozesse auf der Basis von Metall oder Metalloxiden**

Mehrere hundert thermochemische Kreisprozesse aus der Literatur wurden systematisch bewertet und die besonders effizienten für die weitere Entwicklung identifiziert. Sie fußen entweder auf Metall oder Metalloxiden, insbesondere Eisen oder auf anorganischen Schwefelverbindungen. Besondere Bedeutung hat der zweistufige Metall/Metalloxid-Kreisprozess erlangt. Hier wird in einer ersten Stufe, dem Wasserstoffproduktionsschritt, ein aktiviertes, das bedeutet reduziertes Metalloxid, zum Beispiel ein Eisenoxid mit Wasser umgesetzt. Dabei entstehen Wasserstoff und das oxidierte, deaktivierte Metalloxid:



Im zweiten, dem Hochtemperaturschritt wird dann das oxidierte Metalloxid durch Erwärmung unter Abspaltung von Sauerstoff reduziert und damit wieder aktiviert.



Dieser Kreisprozess wurde im von der EU co-finanzierten Projekt HYDROSOL 2004 als erster solarthermochemischer Kreisprozess geschlossen: 2005 konnte demonstriert werden, dass es mit dieser Technik möglich ist, kontinuierlich Wasserstoff zu erzeugen. Basierend auf einem Eisenmischoxid, das auf einer keramischen Wabenstruktur fixiert ist, wurde im Sonnenofen des DLR über mehr als 50 Zyklen ohne Aktivitätsänderung Wasserstoff erzeugt. Der eingesetzte Reaktor besitzt zwei Reaktionskammern, in denen die beiden Reaktionsschritte parallel durchgeführt werden.

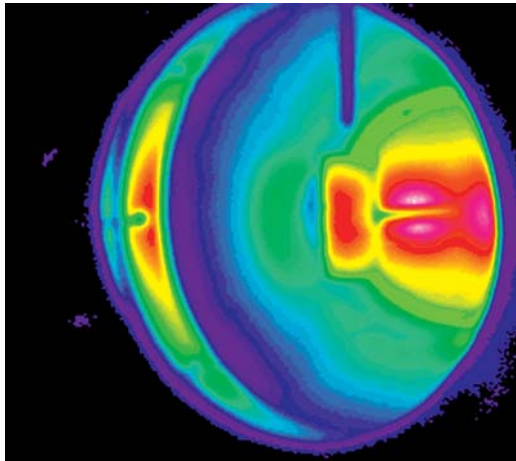
In einem Test wurden die Reaktoreffizienz η_r , des oben beschriebenen Reaktors und die Effizienz bezogen auf den höheren Heizwert des produzierten Wasserstoffs η_{HHV} bestimmt.

Gleichung 4: $\eta_r = Q / P_s$

Gleichung 5: $\eta_{HHV} = Q_H / P_s$

Für die Reaktoreffizienz η_r wurden 24% für den gesamten Prozess über einen kompletten Versuchstag erreicht. Die Effizienz bezogen auf die Wasserstoffproduktion η_r betrug 4,4%, ein sehr guter Wert für einen kleinen nicht energetisch optimierten Forschungsreaktor mit einer Leistungsaufnahme $< 10 \text{ kW}_{th}$. Extrapoliert scheint ein Wirkungsgrad von 30% erreichbar [7]. Derzeit wird ein $2 \times 100 \text{ kW}_{th}$ Reaktor gebaut, der nächstes Jahr auf einem Solarturm auf der Plataforma Solar de Almería in Südspanien getestet werden soll.

Abbildung 3
Infrarotbild der solaren Schwefelsäurespaltung im HYTHEC Testreaktor im Sonnenofen des DLR, Köln-Porz ($T_{max} > 1300 \text{ °C}$).



- Kreisprozesse auf der Basis von Schwefel**
 Schwefelbasierte Kreisprozesse wurden ursprünglich für die Kopplung mit Hochtemperaturwärme aus Kernreaktoren konzipiert. Die prominentesten sind der Schwefel/Jod-Prozess und der hybride Schwefelsäure-Prozess. Der thermisch- und damit solarrelevante Schritt ist bei beiden Prozessen die Spaltung von Schwefelsäure. Diese findet in Gegenwart von Katalysatoren bei ca. 850 °C und ohne Katalysatoren bei 1150 °C statt. Beide Kreisprozesse haben das Potenzial, eine thermische Effizienz von 40% zu erreichen. Allerdings sind besonders beim Schwefel/Iod-Prozess die korrosiven Medien ein Problem bei einer Vergrößerung der Reaktoren für einen späteren Produktionsprozess.

In dem EU co-finanzierten Projekt HYTHEC konnte beim DLR in Köln Porz die solarthermische Schwefelsäurespaltung demonstriert werden. Ein 10 kW_{th} Testreaktor wurde dort über mehr als 75 Stunden betrieben. Es konnten Umsätze von bis zu 55% erzielt werden. Bemerkenswert ist, dass keine Korrosion in den eingesetzten keramischen Materialien beobachtet wurde [8]. Parallel arbeiten Partner aus Frankreich, Spanien, Italien und Großbritannien an der Schließung des Kreislaufs.

Wasserstoff-Speicherung und -Nutzung

Ein wichtiger Punkt für die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger im stationären und insbesondere im mobilen Bereich, ist die Frage der Speicherung.

Je nach Einsatzgebiet ist die Gewichtung der Eigenschaften eines Speichersystems unterschiedlich. Für einen mobilen Speicher sind vor allem niedriges Gewicht und geringes Bauvolumen wichtig. Bei stationären Anwendungen ist dagegen das Gewicht von untergeordneter Bedeutung. Zum jetzigen Zeitpunkt ist daher davon auszugehen, dass je nach Einsatzgebiet unterschiedliche Speichersysteme zum Einsatz kommen werden.

Wasserstoffspeichersysteme basierend auf Druck- und Flüssigwasserstoffspeicherung und mit leichten Abstrichen auch Systeme basierend auf Niedertemperatur-Metallhydriden sind technisch realisiert worden und kommerziell verfügbar.

Bei der Druckspeicherung konnten durch den Einsatz von Kompositbehältern deutliche Verbesserungen im Hinblick auf die Speicherkapazitäten erzielt werden [9],[10].

Bei der Flüssigwasserstoffspeicherung konnten durch zahlreiche Innovationen die Verdampfungsverluste während der Speicherung reduziert und der komplizierte Betankungsvorgang technisch handhabbar gestaltet werden [9], [11].

Bei den Metallhydriden hat es insbesondere Verbesserungen im Bezug auf die Reaktionskinetik und das Wärmemanagement gegeben. In der nahen Zukunft werden diese Systeme die Wasserstoffspeichertechnik bestimmen. Sie weisen jedoch derzeit noch Nachteile in Punkto Speicherkapazitäten, Speicherverlusten, Handhabbarkeit und Kosten auf.

Zahlreiche weitere Ansätze zur Speicherung von Wasserstoff befinden sich in der Forschung und Entwicklung. Als Beispiele seien hier die Speicherung in Mikrogaskugeln, komplexe Metallhydride, chemische Verbindungen wie Ammoniak

und die Speicherung in Kohlenstoff-Materialien (z. B. Nanotubes) genannt.

Ein großes Entwicklungspotenzial für die Zukunft besitzen die auf Magnesium fußenden Hochtemperaturmetallhydride und auch die komplexen Metallhydride (Alanate, Borhydride, Slurrys¹). Sie bieten zum Teil deutlich bessere Speicherkapazitäten als die konventionellen Speichermethoden, weisen aber derzeit noch Nachteile in Bezug auf Wärmemanagement, Reversibilität, Reaktionskinetik und Regeneration auf. Können diese Probleme gelöst werden, so stellen diese Systeme eine interessante Alternative für die Zukunft dar [12].

Fazit und Ausblick

Hochtemperaturprozesse zur solaren Wasserstoffzeugung, effiziente Speicher und Nutzungstechnologien sind Schlüsselkomponenten zur Implementierung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft. Ihre rasche Weiterentwicklung kann Deutschland einen wesentlichen Vorsprung bei der zukünftigen Energiebereitstellung bringen und damit ähnlich wie bei anderen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, eine weltweit führende Position sichern. Dieses Potenzial sollte aufbauend auf den oben beschriebenen Kompetenzen genutzt und ausgebaut werden.

Literatur

- [1] European Commission "Hydrogen energy and fuel cells – A vision of our futur" Final report of the high level group, EUR 20719 en (2003), ISBN 92-894-5589-6, p 23., https://www.hfpeurope.org/uploads/678/688/hydrogen-vision-report_HLG_2003_en.pdf
- [2] S. Möller, Kaucic, D., Sattler, C., „Hydrogen Production by Solar Reforming of Natural Gas: A Comparison Study of Two Possible Process Configurations,“ Journal of Solar Energy Engineering, vol. 128, pp. 16-23, 2006.
- [3] <http://www.oilnergy.com/1cashpet.htm#natgas>
- [4] SOLREF Homepage <http://www.solref.dlr.de/solref/>
- [5] E.A. Fletcher, R.L. Moen, "Hydrogen and Oxygen from Water," Science, 1977, 197, 1050-1056.
- [6] A. Steinfeld, „Solar thermochemical production of hydrogen – a review,“ Solar Energy, 78, 603-615, 2005
- [7] Sattler, C., Roeb, M., Klüser, R., Monnerie, N., de Oliveira L., Konstandopoulos, A.G., Agrafiotis, C., Zaspalis, V.T., Nalbandian, L., Steele, A.M., Stobbe, P., "Solar Hydrogen Production by a Two-Step Cycle based on Mixed Iron Oxides", Journal of Solar Energy Engineering, 128, 2006, 125-133.
- [8] Le Duigou, A., Borgard, J.M., Larousse, B., Doizi, D., Allen, R., Ewan, B.C., Priestman, G.H., Elder, R., Cerri, G., Salvini, C., Giovannelli, A., De Maria, G., Roeb, Noglik, A., Rietbrock, P.M., Mohr, S., de Oliveira, L., M., Monnerie, N., Schmitz, M., Sattler, C., Orden, A., de Lorenzo, D., Cedillo, J., Dechelotte, S., Baudouin, O. "HYTHEC: An EC funded search for a long term massive hydrogen production route using solar and nuclear technologies", Int. J. Hydrogen Energy, in press.
- [9] VIELSTICH (2003) Handbook of fuel cells fundamentals, technology and applications 3 Fuel cell technology and application Pt. 1. New York, NY, Wiley.
- [10] WWW.QTWW.COM (2006).
- [11] WWW.LINDE-GAS.DE
- [12] AU, M. & Jurgensen, A. (2006) Modified lithium borohydrides for reversible hydrogen storage. JOURNAL OF PHYSICAL CHEMISTRY B, 110:13, 7062-7067.

¹ Schlämme

Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung

Dr. Rainer Tamme
DLR
rainer.tamme@dlr.de

Dr. Andreas Jossen
ZSW
andreas.jossen@zsw-bw.de

Dr. Hans-Martin Henning
Fraunhofer ISE
hans-martin.henning@ise.fhg.de

Eine weiter zunehmende Deckung des Energiebedarfs aus nachhaltigen Quellen ist erklärtes Ziel nationaler und europäischer Energiepolitik. Die Zielgröße der Europäischen Kommission für diesen Anteil ist 20% bis 2020, wobei signifikante Zuwächse im Bereich der solaren Wärme- und Kälteerzeugung und im Bereich der Stromerzeugung durch Windenergie an Offshore-Standorten erwartet werden [1].

Ein solches Ausbauziel mit einem stark vergrößerten Anteil fluktuierender Energiequellen erfordert effiziente und wirtschaftlich attraktive Speichertechnologien. Für einen erfolgreichen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien kommt daher der Querschnittstechnologie Energiespeicherung eine Schlüsselfunktion zu.

Energiespeicher – Schlüsselkomponente zur nachhaltigen Energieversorgung

Der heutige Stand der Elektrizitätswirtschaft und die hohe Qualität der Heizwärmeversorgung beruhen im Wesentlichen auf der Verwendung der fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Gas. Die enorme Entwicklung im Verkehrssektor ist nur möglich gewesen, weil mit den Flüssig-

kohlenwasserstoffen Benzin, Diesel oder Kerosin Kraftstoffe mit sehr hoher Energiedichte zur Verfügung stehen. In allen Fällen stellen die fossilen Brennstoffe Energiespeicher dar, die von der Natur durch Umwandlung von Sonnenenergie in chemische Energie in prähistorischer Zeit erzeugt worden sind. Ihre extrem hohe Energiedichte beruht auf der Nutzung im offenen Kreislauf, d.h. sie werden bei der „Entladung“ stofflich verbraucht und stehen für den nachfolgenden Ladevorgang nicht mehr zur Verfügung.

Ein wichtiges Kriterium zur Einteilung erneuerbarer Energiequellen ist der Aspekt ihrer Verfügbarkeit (Tab. 1). Während Biomasse, geothermische Energie und Wasserkraft eine hohe Verfügbarkeit aufweisen, sind Sonne und Wind nur sehr unregelmäßig verfügbar. Die derzeit diskutierten Techniken zur Nutzung der Wellenenergie weisen einen unterschiedlichen Grad an Verfügbarkeit auf. D.h. bei verstärkter Einbindung von Sonnen- und Windenergie zur Strom- und Wärmeerzeugung muss der Verfügbarkeitsaspekt durch zusätzliche technische Maßnahmen gelöst werden. Dazu ist eine hocheffiziente Speichertechnologie notwendig, um die zeitliche und räumliche Inkongruenz von Angebot und Nachfrage auszugleichen und die Realisierung eines integrierten energieeffizienten Gesamtprozesses zu ermöglichen.

Tabelle 1
Einteilung
erneuerbarer
Energiequellen
hinsichtlich
ihrer
Verfügbarkeit

	hohe Verfügbarkeit	unregelmäßig verfügbar
Biomasse	hohe Verfügbarkeit	
Geothermie	hohe Verfügbarkeit	
Wasserkraft	hohe Verfügbarkeit	
Wellenenergie	unregelmäßig verfügbar	unregelmäßig verfügbar
Photovoltaik		unregelmäßig verfügbar
Solarthermie		unregelmäßig verfügbar
Windenergie		unregelmäßig verfügbar

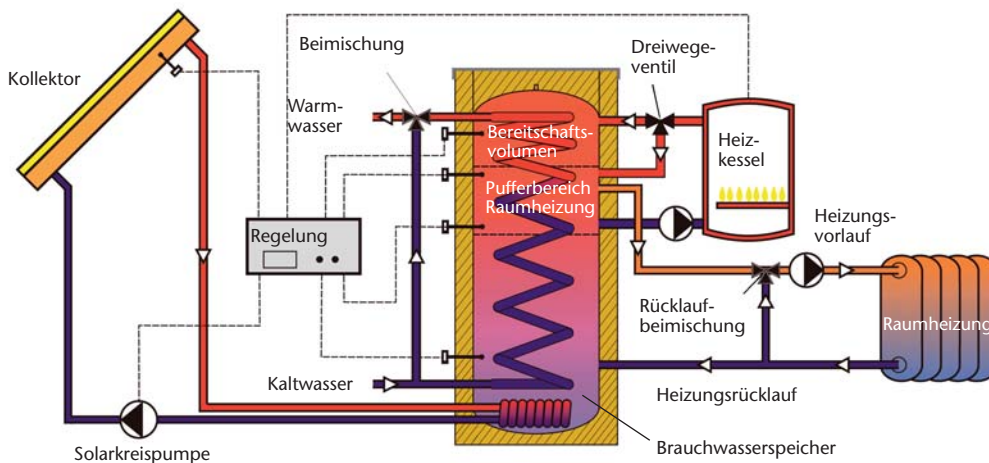


Abbildung 1
 Schema einer
 solaren Kleinanlage
 mit integriertem
 Brauchwasserspeicher

Die Effizienz von Energieprozessen wird durch den Einsatz von thermischen Speichersystemen deutlich gesteigert. Die Integration von Speichersystemen kann unterschiedliche Ziele verfolgen:

- Bei zyklischen Prozessabläufen kann Energie, die sonst am Ende eines Zyklus verloren gehen würde, gespeichert werden, um dann im nachfolgenden Zyklus wieder genutzt zu werden. Besteht in einem System eine zeitliche Verschiebung zwischen dem Angebot und dem Bedarf an thermischer Energie, so können Speicher diese zeitliche Differenz zwischen Erzeuger und Verbraucher ausgleichen.
- Bei Prozessen mit ausgeprägten zeitlichen Lastspitzen können Systemkomponenten für ein mittleres Leistungsniveau dimensioniert werden. Der Speicher wird in Phasen mit hohem Leistungsbedarf entladen, während bei Unterschreitung der durchschnittlichen Leistung Energie zwischengespeichert wird. Die optimale Ausnutzung der Systemkomponenten vermeidet Teillastverluste und reduziert Investitionskosten. Die Belastung des Systems durch thermische Wechsellast wird reduziert, wodurch die Lebensdauer der Komponenten erhöht wird.

Die Bereitstellung einer effizienten und wirtschaftlichen Speichertechnik erfordert die Anpassung an periphere Komponenten und Prozessparameter d.h. eine optimale Systemintegration. Aufgrund deutlich variierender Anforderungsprofile hinsichtlich Art, Menge und Leistung der benötigten Energie müssen

für elektrische, thermische, mechanische oder chemische Energiespeicher jeweils spezifische, optimale Lösungen hinsichtlich Effizienz und Wirtschaftlichkeit gefunden werden. Das hat zur Konsequenz, dass es nicht den einen optimalen Energiespeicher für alle Anwendungen gibt. Entsprechend ist ein breites Spektrum an Speichertechnologien, Materialien und Methoden gefordert. Übergeordnete Ziele, die auf dem Gebiet Speichertechnik erfüllt werden müssen, sind:

- die Reduktion der spezifischen Investitionskosten
- die Erhöhung von Effizienz und Zuverlässigkeit
- Berücksichtigung von Materialaspekten, Auslegungsfragen und Systemintegration

Wärmespeicher für solare Klimatisierung

Gerade bei der Nutzung regenerativer Energiequellen für die Hausenergieversorgung stimmen Angebot und Nachfrage zeitlich oft nicht überein. Da der größte Teil des Energieverbrauchs in Haushalten für den Bereich der Raumwärme – bei Bürogebäuden auch für Kühlung – und Brauchwasserbereitstellung verwendet wird, ist das Einsparpotenzial an fossiler Energie durch solarthermische Systeme besonders hoch. Erst durch die Einbeziehung thermischer Energiespeicher sind hohe solare Deckungsraten erreichbar.

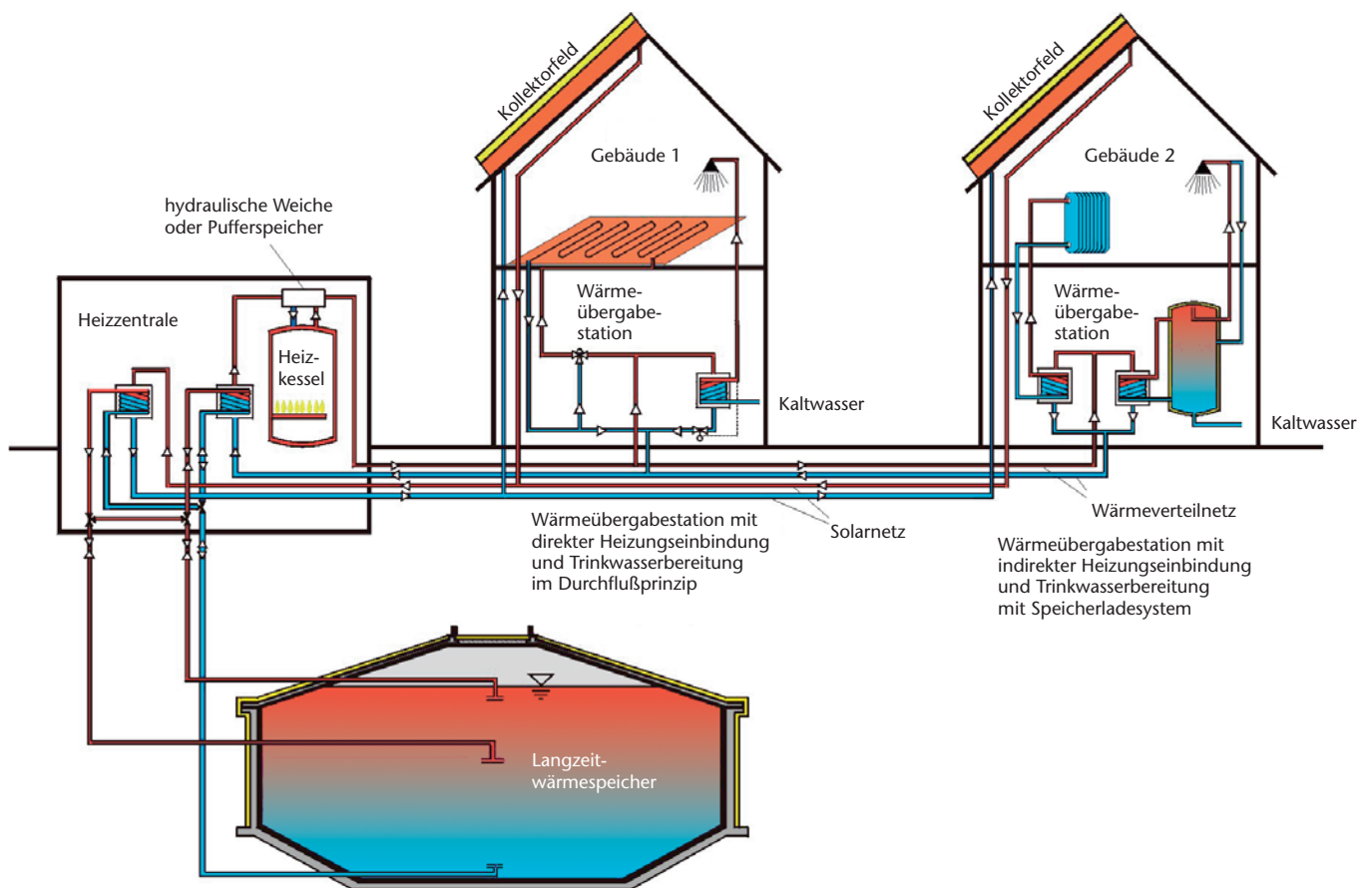


Abbildung 2
Schema einer solaren
Nahwärmeversorgung
mit Langzeit-
Wärmespeicher

Für die Kurzzeitspeicherung und dezentrale Wärme- und Brauchwasserversorgung sind derzeit Wasserspeicher der Standard (Abb 1). In Verbindung mit Kollektorflächen von 10-20 m² lassen sich hiermit in Deutschland 15-25% am Gesamtwärmebedarf solar decken.

Mit Anlagen, die mit saisonalen oder mehrwöchigen Wärmespeichern ausgestattet sind, kann der fossile Brennstoffbedarf zur Gesamtwärmeversorgung sogar auf etwa die Hälfte reduziert werden. In Kombination mit solaren Nahwärmesystemen (Abb. 2) könnten große Teile des Niedertemperaturwärmemarktes in Deutschland mit solarer Energie versorgt werden. Ein wichtiger Baustein derartiger Versorgungskonzepte ist die Integration effizienter saisonaler Wärmespeicher. Hierfür stehen erste Pilotanlagen zur Verfügung. Entscheidend für die Markteinführung werden geringe Speicherkosten und die Minimierung von Speicher- und Netzverlusten sein, um eine hohe Nutzwärmeausbeute zu erzielen [2].

Die mittelfristige Zielsetzung zur Erhöhung des solaren Deckungsanteils ist mit der derzeit kommerziell verfügbaren Speichertechnik nicht erreichbar. Benötigt werden verbesserte Speichersysteme mit hoher Kapazität, Effizienz und Leistung. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist eine deutliche Senkung der Investitionskosten für die jeweiligen Speicher. Nur dann wird man die Vision eines durch fossile Energiequellen unterstützten solaren Wärmeversorgungssystems verwirklichen können.



Abbildung 3 Grundprinzip eines solarthermischen Kraftwerks mit integriertem Speicher

Wärmespeicher für solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke wandeln konzentrierte Solarstrahlung in Hochtemperaturwärme um, die den fossilen Brennstoff im Kraftwerksprozess ersetzt (Abb. 3). Hochtemperatur-Solarthermie kann zwar in Deutschland selbst mangels hinreichender Direktstrahlung nicht wirtschaftlich angewendet werden, stellt aber eine neue Chance dar, schlüsselfertige Anlagen, Komponenten, Systemtechnik und Engineering auf dem Weltmarkt zu exportieren.

Energiespeicher erhöhen den Solaranteil des Kraftwerks, sie verbessern das Betriebsverhalten, bewirken eine höhere Ausnutzung des Kraftwerksblocks und verbessern die Erlössituation. Das Zusammenwirken aller genannten Faktoren

führt dazu, dass sich die solaren Stromgestehungskosten eines solarthermischen Kraftwerks mit integrierter Speichertechnik gegenüber dem Betrieb ohne Speicher absenken lassen. Energiespeicher sind daher für eine erfolgreiche Positionierung der solaren Kraftwerkstechnologie zwingend notwendig. Um das Kostensenkungspotenzial zu erreichen, werden effiziente Speicher mit hoher Lebensdauer und niedrigen spezifischen Kosten benötigt.

Abhängig von den spezifischen Speicherkosten und der Speicherkapazität lassen sich Kostensenkungen von 20-30% gegenüber einem Betrieb ohne Speicher erzielen. Dieser Zusammenhang ist in Abb. 4 dargestellt. Dabei sind die spezifischen Speicherkosten zwischen 10 und 40 €/kWh variiert worden. Die der Abbildung zugrunde liegenden Werte wurden für ein solarthermisches Kraftwerk von 80 MW_{el} mit

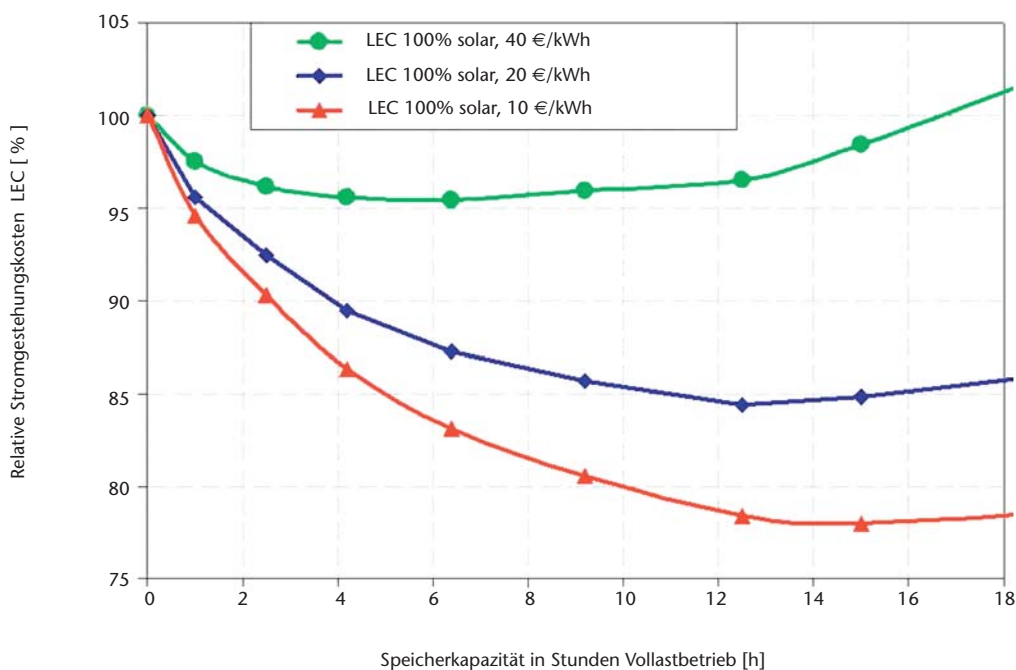


Abbildung 4 Kostensenkungspotenziale für solarthermische Stromerzeugung durch Integration von drei verschiedenen kostengünstigen Speichertechniken (LEC=Levelized Electricity Costs)

Abbildung 5
Übersicht technischer
Spezifikation für
Integration thermischer
Energiespeicher

Kraftwerkstyp	primäres Wärmeträgermedium	Druck	Temperatur	Wärme- kraft- maschinen
Parabolrinne	Öl	15 bar	400° C	ORC
Solarturm	Sattdampf	40 bar	260° C	Dampfturbine
Parabolrinne	überhitzter Dampf	50 – 100 bar	400 – 500° C	Gasturbine
Parabolrinne/ Solarturm	Salzschmelze	1 bar	500 – 600° C	GuD
Solarturm	Luft	1 bar	700 – 1000° C	Stirling
Solarturm	Luft	15 bar	800 – 900° C	andere



dem Standort „Südlicher Mittelmeerraum“ ermittelt. Zugrunde gelegt wurden Investitionskosten von 700 €/kW für die Energieeinheit und 200 €/m² für das Solarfeld.

Die wesentliche Herausforderung bei der Speicherentwicklung für die solarthermische Kraftwerkstechnik liegt in der Vielfalt der Kraftwerkskonzepte und damit resultierenden Bandbreite an Prozessparametern und den Erfordernissen der jeweiligen Wärmekraftmaschinen, wodurch vom Speicher – an der Nahtstelle zwischen dem Solarteil und der Wärmekraftmaschine – ein breites Spektrum technischer Spezifikationen abgedeckt werden muss (Abb. 5).

Großtechnisch erprobt und für den Einsatz in den projektierten Anlagen in Spanien vorgesehen sind thermische Speicher auf der Basis von Flüssigsalz. Allerdings sind hier die spezifischen Kosten mit 30-60 € pro kWh zu hoch, so dass sie für die Erschließung des Marktpotenzials nur begrenzt in Frage kommen.

Im Rahmen laufender, vom Bundesumweltministerium unterstützter Entwicklungsvorhaben wird ein Wärmespeicher auf Basis von Beton als Speichermedium entwickelt. Die bisherigen erzielten Ergebnisse zeigen, dass hiermit eine technisch und wirtschaftlich attraktive Lösung für einen Wärmespeicher realisiert werden kann.

Die Zielparаметer für die weiterentwickelte Feststoffspeichertechnik sind ein modulares, skalierbares Design und Investitionskosten von 20 €/kWh Speicherkapazität. Dabei liegt das größte Kostensenkungspotenzial beim Rohrregister zur Wärmeübertragung vom Wärmeträgeröl auf das Speichermedium [3].

Neue Untersuchungen zeigen, dass das Potenzial für Effizienzverbesserung und Kostensenkung noch nicht ausgeschöpft ist. Neue Entwicklungen befassen sich mit sensiblen Feststoffspeichern in Festbett- oder Fließbettkonfiguration, sowie mit Latentwärmespeichern und mit verbesserten Salzspeichern. Bei kontinuierlicher Weiterentwicklung sollte die technische Umsetzung in Pilotspeichern mittelfristig möglich sein.

Stromspeicher für dezentrale Stromerzeugung mit PV

Dezentral, photovoltaisch versorgte Systeme benötigen in Inselanwendungen ein Speichersystem. Die Anforderungen reichen von einer hohen Effizienz und einer möglichst hohen Lebensdauer bis hin zu möglichst niedrigen Kosten. Prinzipiell sind hierfür elektrochemische, elektrostatische, elektrodynamische und elektromechanische Speicher geeignet. Eine Übersicht zeigt Abb. 6.

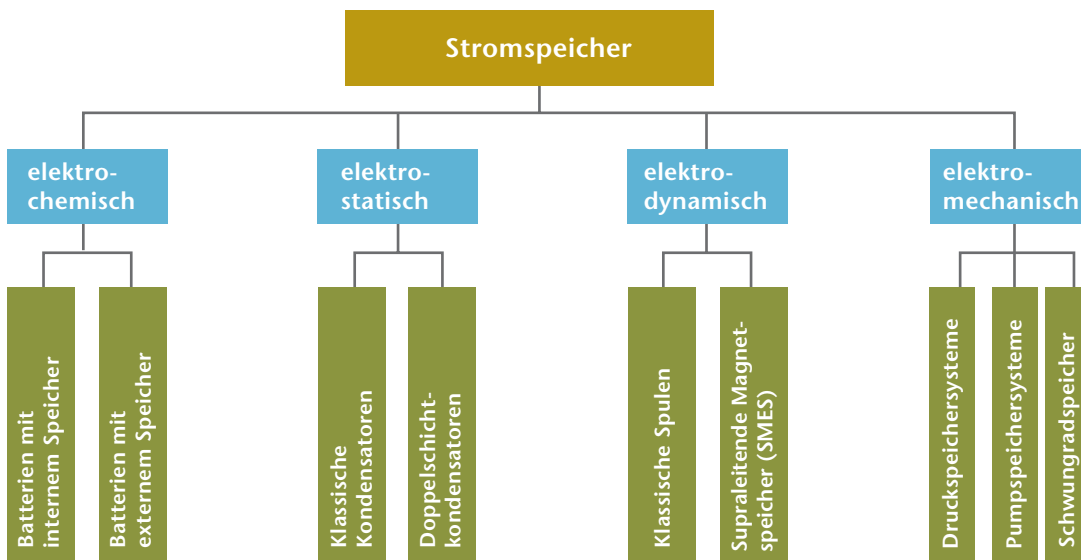


Abbildung 6
Möglichkeiten der elektrischen Stromspeicherung

Die Speichersysteme unterscheiden sich grundlegend in ihren Eigenschaften, so dass sich für verschiedene Anwendungen unterschiedliche Speichertechnologien etabliert haben. Eine der wichtigsten Eigenschaften ist die schnellstmögliche Entladezeit des Speichers. Hier wird unterschieden zwischen Kurzzeitspeichern und Langzeitspeichern. Zu den Kurzzeitspeichern gehören die elektrostatischen und die elektrodynamischen Speicher sowie Schwungradspeicher. Diese Systeme sind für Entladedauern von weniger als einer Minute optimiert. Zu den Langzeitspeichern (typische Entladezeiten ab etwa 10 Stunden) gehören Druck- und Pumpspeichersysteme sowie die

elektrochemischen Speicher (Batterien und Akkumulatoren). Elektrochemische Speicher nehmen hierbei eine Sonderstellung ein, da es einerseits eine Vielzahl von unterschiedlichen Systemen gibt und andererseits auch Entladezeiten ab etwa einer Minute erreicht werden. Sie sind heute auch die bevorzugten Speichersysteme für kleine und mittlere Systeme (bis etwa 10 MWh).

Bei elektrochemischen Speichern kann zwischen solchen mit internem Speicher und solchen mit externem Speicher unterschieden werden. Das prinzipielle Funktionsprinzip ist in [Abb.7](#) dargestellt.

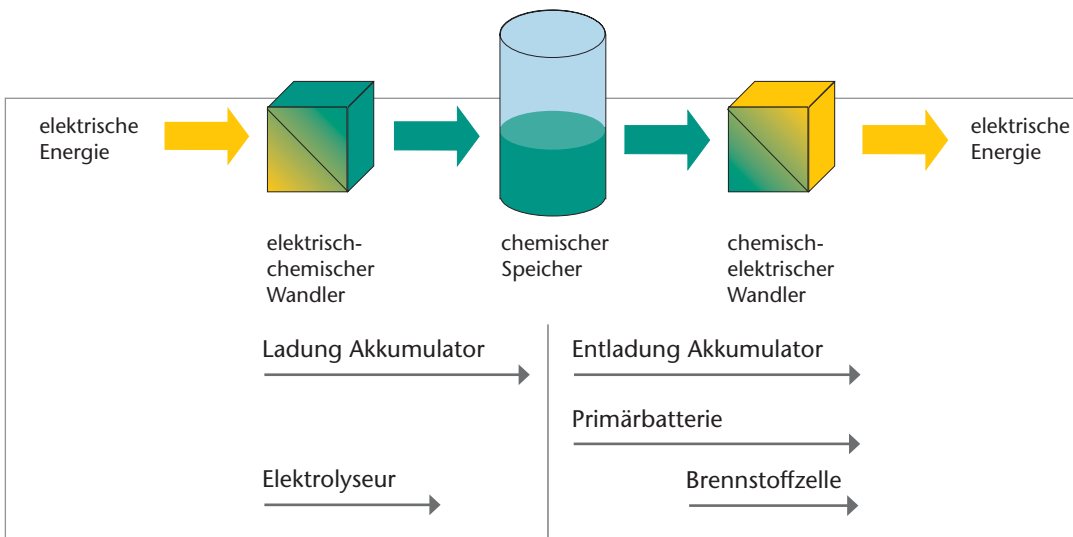


Abbildung 7
Prinzip elektrochemischer Speicher

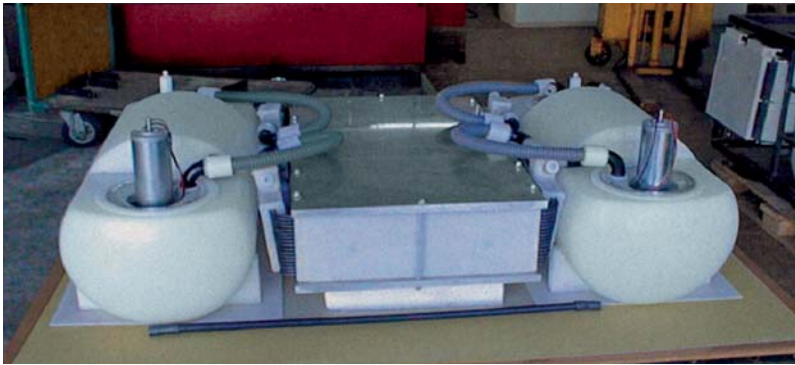


Abbildung 8
Vanadium Redox-
Flow-Batterie

Systeme mit externem Speicher bestehen aus einem oder zwei elektrochemischen Wandlern, in denen die Reaktanden (gasförmig oder flüssig) elektrochemisch reagieren. Die Speicherung der Reaktanden und der Reaktionsprodukte erfolgt in Tanks. *Abb.8* zeigt ein entsprechendes System (Vanadium Redox-Flow Batterie).

Bei diesen Systemen kann der Energieinhalt durch die Größe der Tanks leicht angepasst werden. Sie sind daher besonders als Langzeitspeicher interessant. Systeme bis zu einer Größe von 100 MWh bei etwa 10-stündiger Entladung werden für diese Technologie prognostiziert.

Zu den Systemen mit internem Speicher gehören unter anderen Blei-, Nickel-Kadmium-, Nickelmetallhydrid- und Lithiumbatterien. Bei photovoltaischen Systemen werden heute in der Regel Bleibatterien eingesetzt.

Innerhalb der letzten Jahre gab es große Fortschritte bei den Lithium-Batterien. Diese sind heute die Voraussetzung für eine hohe Mobilität portabler Geräte. Zur Zeit werden diese Systeme für Hybridfahrzeuge weiterentwickelt, wo sie ab etwa 2008 in Serie gehen werden. Neue Lithiumsysteme, basierend auf neuen Elektrodenmaterialien, versprechen niedrigere Kosten und sehr lange Lebensdauern. Hierdurch werden diese Systeme auch zunehmend Einzug in den Bereich der photovoltaischen Inselssysteme haben.

Eine Variante von Lithiumbatterien sind Hochleistungstypen, die mit spezifischen Leistungen von mehreren 1000 W/kg entladen werden können. Dies entspricht in etwa einer Entlade-

zeit von 2 bis 5 Minuten. Längere Entladezeiten sind mit diesen Systemen ebenfalls problemlos möglich. Hierdurch sind zukünftig auch Anwendungen wie etwa die Stützung von Windkraftanlagen denkbar.

Die Verwendung von Batteriespeichersystemen zur Stützung elektrischer Netze, auch im Verbund mit Photovoltaik- und Windkraftanlagen, wurde in den letzten Jahren intensiv in Japan und in den USA untersucht und vorangetrieben.

Zentrale Druckspeicher- kraftwerke

Von allen erneuerbaren Energien hat sich insbesondere die Windenergie in Deutschland rasant entwickelt. Circa 18.000 Windenergieanlagen erzeugen heute in Deutschland den Strom für 7,6 Millionen Haushalte und vermeiden so etwa 25 Millionen Tonnen CO₂.

Bis 2030 soll die heutige Windstrommenge durch Offshore-Ausbau und Repowering – Ersatz alter Anlagen durch effizientere leistungsstärkere Anlagen – mindestens verfünffacht werden. Die Netzintegration großer Leistungen an Windstrom stellt jedoch die Netz- und Kraftwerkssysteme vor erhebliche Herausforderungen. Studien weisen darauf hin, dass die bestehende Netzinfrastruktur schon sehr bald an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen wird. So ermittelt die „dena-Netzstudie“ Engpässe beim Netzausgleich und Transportkapazitäten ab 2015 [4].

Der Betrieb von Speicherkraftwerken mit leistungsfähiger und kosteneffektiver Technik kann die Integrationsprobleme erheblich mildern: Spitzenlaststrom kann CO₂-neutral bereitgestellt werden. Auch kann durch Vergleichmäßigungseffekte eine bessere Ausnutzung der knappen Transportnetzkapazitäten erreicht werden. Im Prinzip sind Pumpwasserkraftwerke dazu besonders geeignet und werden entsprechend eingesetzt. Leider sind die vorhandenen Kapazitäten wegen geographischer Beschränkungen nicht weiter ausbaubar. Druckluftspeicherkraftwerke auf der Basis unterirdischer Kavernen haben diesen Nachteil nicht und werden daher als Alternative mit vergleichbaren Betriebseigenschaften gesehen.

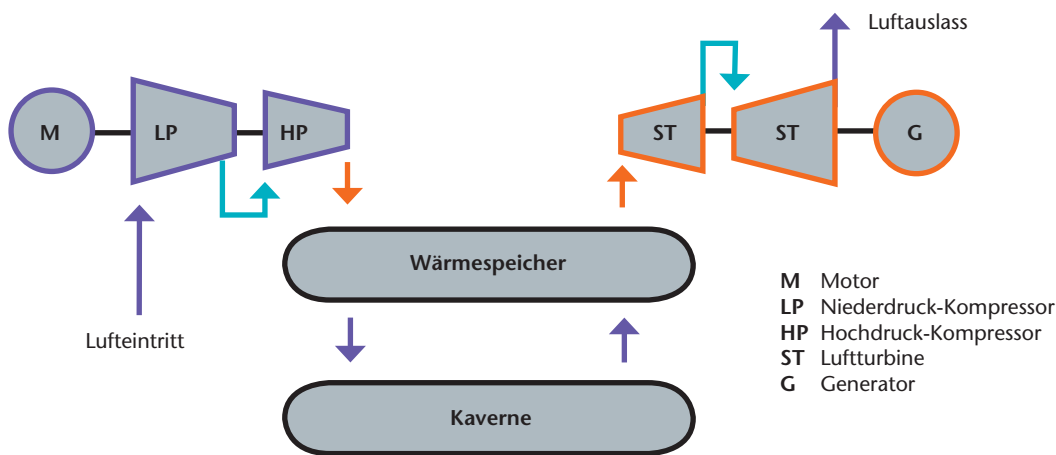


Abbildung 9
Prinzip eines adiabaten
Druckspeicherkraft-
werks

Für den Betrieb von Druckluftspeicherkraftwerken gibt es mittlerweile mehr als 25 Jahre Betriebserfahrung. Eine erste Anlage mit einer Leistung von 290 MW wurde 1978 in Deutschland bei Huntorf gebaut. Eine weitere 100 MW-Anlage entstand 1991 in McIntosh/Alabama. Beide Anlagen sind bis heute in Betrieb. In Schwachlastzeiten speichern sie Strom aus Grundlastkraftwerken durch Kompression von Luft in unterirdische Kavernen. Bei Spitzenlastbedarf wird der Kavernenspeicher entladen, indem die komprimierte Luft zunächst erhitzt und dann in einer Gasturbine entspannt wird. Diese „konventionelle“ Druckluftspeichertechnik benötigt für ihren Betrieb Erdgas, ist also eine „Hybridtechnik“, die zudem konzeptinhärente Wirkungsgradbeschränkungen aufweist.

Als Weiterentwicklung zielt die adiabate¹ Druckluftspeichertechnik darauf, diese Nachteile zu überwinden und eine lokal emissionsfreie, reine Speichertechnik mit hohem Wirkungsgrad zur Verfügung zu stellen. Dieses Konzept verwendet einen zusätzlich Wärmespeicher. Damit wird es möglich, die für den Expansionsprozess benötigte Wärme aus der Kompressionswärme des Beladungsprozesses bereitzustellen und so den bisher benötigten Gasbrenner zu vermeiden: Bei der Speicherbeladung wird die Wärme der komprimierten Luft entzogen und gespeichert. Zur Entladung wird die kalte Druckluft mit der gespeicherten Wärme auf die Turbineneintrittstemperatur aufgeheizt (Abb. 9). Erst die Einbeziehung großer Wärmespeicher erlaubt es also, solche Anlagen ohne externe Feuerung und mit hohen Stromspeicherwirkungsgraden von etwa 70% zu realisieren.

Zur Aufnahme der Druckluft dienen wiederum unterirdische Kavernen.

Die Techniken für die einzelnen Systemkomponenten sind zwar im Prinzip vorhanden, an den konkreten Entwurf der Komponenten wie Kompressor, Turbine, Wärmespeicher sind jedoch hohe, zum Teil von Industriestandards stark abweichende Anforderungen gestellt. Ebenso anspruchsvoll ist die Optimierung der freien Parameter des Gesamtsystems nach Kosten- und Effektivitätsgesichtspunkten.

Für den thermischen Speicher, ein zentrales Element des Aufbaus, gibt es bei den benötigten Betriebsbedingungen kaum vergleichbare Vorbilder, was hier grundsätzliche Überlegungen zur Wahl der Speichertechnik nötig macht. Hohe Drücke und Temperaturen, große Wärmeleistungen und Temperaturspreizungen sowie die Fähigkeit, den Betriebsbedingungen von Kompressor und Turbine zu folgen, sind zusammen mit Kostenaspekten die bestimmenden Spezifikationen.

¹ thermodynamische Zustandsänderung bei konstanter Wärme

Im Rahmen der Projektentwicklung für ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk wurde jetzt ein Leitkonzept für einen solchen Wärmespeicher realisiert, der die geforderten Effizienz- und Kostenziele erreicht (Abb.10). Damit konnte ein wichtiger Meilenstein zur Entwicklung eines 300 MW-Kraftwerks geleistet werden [5].

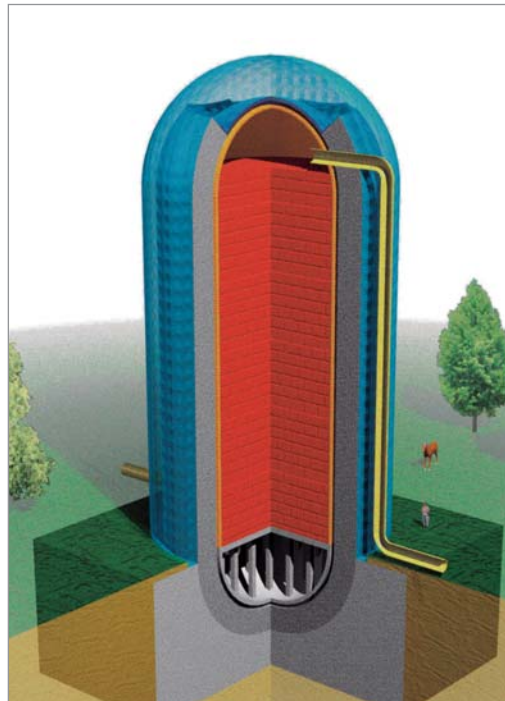


Abbildung 10
Schematische
Darstellung des
druckbeaufschlagten
Wärmespeichers

Methoden umfassen und sollten sich für die jeweiligen Anwendungsgebiete auf spezifische Lösungen hinsichtlich Leistung, Kapazität und Systemintegration fokussieren.

Literatur

- [1] EREC: Renewable energy target for Europe 20% by 2020, Januar 2004, www.erec-renewables.org
- [2] Tamme, R., Heidemann, W., Speicherung von Wärme, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg., Heft 7, 446-450, 2005.
- [3] Laing, D., Steinmann, W.-D., Fiß, M., Tamme, R., Solid media thermal storage development and analysis of modular storage operation concepts for parabolic trough power plants, *Proc. 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*, Sevilla, 2006.
- [4] DENA (Ed.): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore*. www.dena.de
- [5] Zunft, S., Tamme, R., Nowi, A., Jakiel, C., Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg., Heft 7, 451-455, 2005.

Fazit

Energiespeicher sind ein zentrales Element zum effektiven Energiemanagement im Bereich Klimatisierung, Wärme- und Strombereitstellung. Sie sind für verstärkte Nutzung der Sonnen- und Windenergie unverzichtbar. Ein charakteristisches Merkmal der Speichertechnologie sind die für die jeweiligen Anwendungen hochspezifischen Anforderungsprofile, die ein Portfolio an Speichertypen, Materialien und Methoden erfordern. Die kommerziell verfügbaren Speichertechniken erfüllen nur eingeschränkt die für einen breiten Einsatz erforderliche Energieeffizienz, Lebensdauer und Wirtschaftlichkeit. Um diese Ziele zu erreichen sind verstärkte, kontinuierliche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erforderlich. Die Forschungsaktivitäten sollten ein breites Spektrum an Speichertechnologien, Materialien und