

Mit Speichern Sonnenstrom rund um die Uhr verfügbar machen

Vorspann: Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung steigt von Jahr zu Jahr an. Eine wesentliche Voraussetzung der volatilen Stromerzeugung sind geeignete Speicherlösungen, die es ermöglichen, den aus Wind- und Sonnenenergie erzeugten Strom dann abzurufen, wenn er gebraucht wird. Prinzipiell sind solche Speichertechnologien bereits verfügbar. In vielen Fällen sind bis zu deren Marktreife indes noch hohe Investitionen in Forschung und Entwicklung nötig. Für die Speicherung von Strom aus Sonnenenergie eignen sich derzeit insbesondere mechanische und elektrochemische Speicher.

Bis 2020 könnte der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamtdeutschen Stromerzeugung, einer neuen Studie des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) zufolge, auf maximal 40 % ausgebaut werden. Dies kann bei einem Überangebot bei zum Beispiel Starkwind dazu führen, dass thermische Kraftwerke zum Ausgleich gedrosselt oder abgeschaltet werden müssen und sich durch deren Teillastbetrieb der Verschleiß und die Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung erhöhen. Dadurch sind insgesamt steigende Stromerzeugungskosten zu erwarten. Aber auch in Zeiten einer Flaute oder bei wenig Sonnenschein muss dafür Sorge getragen werden, dass die Energieversorgung gesichert ist. Insgesamt erfordert die volatile Stromerzeugung mittels Wind- und Sonnenenergie ein Angebot von adäquaten Speicherlösungen, die es ermöglichen, den Strom dann abzurufen, wenn er gebraucht wird und Angebotsschwankungen abzufedern. Derartige Energiespeicher können einen Überschuss an erzeugter Energie für einige Tage oder Wochen zwischenspeichern. Prinzipiell sind solche Technologien verfügbar, jedoch sind in vielen Fällen bis zur Marktreife noch hohe Investitionen für Forschung und Entwicklung erforderlich.

Grundsätzlich lassen sich Energiespeicher in Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher unterteilen. In zukünftigen erneuerbare Energien-Systemen sind beide Formen notwendig. Eine weitere Klassifizierungsmöglichkeit stellt diejenige nach der gespeicherten Hauptenergieform dar. So unterscheidet man im wesentlichen zwischen mechanischen, elektrochemischen, chemischen und thermischen Speichern. Für die Speicherung von Sonnenenergie kommen vor allem mechanische Speicher, und hier in erster Linie Pumpspeicherkraftwerke, die sich vor allem zur Vergleichmäßigung der Energieströme der durch Kraftwerke zu deckenden Last und zur Speicherung von Energieüberschüssen eignen, in Frage. Einziges Manko dieses Speichertypus': Sie können im Grunde genommen nur in bergigen Regionen errichtet werden. Die elektro-chemischen Speicher (Batterien, Hochtemperaturbatterien) eignen sich gleichermaßen für die Speicherung von Wind- und Sonnenenergie. In Frage kommen auch Hybridsysteme aus Batterien und Superkondensatoren. Ein Einsatz von thermischen Speichern empfiehlt sich vor allem bei der Speicherung von Energie aus Solarkraftwerken. Hier unterscheidet man zwischen Kurz- und Langzeitspeichern sowie Hybridsystemen. Bei den Kurzzeitspeichern kommen unter 100 °C Heißwasserspeicher, über 100 °C Dampf-, Fluid- und Feststoffspeicher in Frage. An Langzeitspeichern unterscheidet man zwischen Heißwasser-, Kies-Wasser-, Erdsonden- und Aquiferspeichern. Für eine Speicherung von Energie aus Solarkraftwerken eignen sich derzeit bei den Kurzzeitspeichern vor allem Fluidspeicher; Feststoffspeicher sind momentan noch nicht kommerziell erhältlich. Hinsichtlich der thermischen Langzeitspeicher empfiehlt sich bei Solaranlagen insbesondere der Einsatz von Aquiferspeichern. Bei den Hybridsystemen kommt eine Kombination aus Beton-Heißwasser-Wärmespeicher (Kurzzeitspeicher) und Erdwärmesonden (Langzeitspeicher) in Frage. „In Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen werden thermische Energiespeicher jedoch derzeit nicht angewendet. Eine thermische Speicherung erfolgt zumeist bei Anlagen in kleinerem Maßstab per Solarthermie“, sagt Dipl.-Ing. Volker Späth vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) Baden-Württemberg.

Somit ergibt als Schwerpunkt für den folgenden Beitrag in erster Linie eine Berücksichtigung der mechanischen und der elektrochemischen Speichertypen.

Die Vorteile von Pumpspeicherkraftwerken liegen für Prof. Dr.-Ing. Eugen Perau, Leiter des Fachgebiets Geotechnik der Universität Duisburg-Essen, auf der Hand: „Pumpspeicherkraftwerke sind eine recht umweltfreundliche Lösung, denn sie arbeiten mit Wasser als Energieträger ohne dass

chemische Prozesse notwendig werden. Außerdem gibt es Pumpspeicherkraftwerke seit mehr als 100 Jahren, so dass man sagen kann, dass sie technisch erprobt sind. Sie verfügen über einen sehr hohen Wirkungsgrad, der bei in etwa 80 % liegt und sie erzeugen keine Abfälle“, sagt er. Beim Pumpspeicherkraftwerk wird elektrische Energie durch Hochpumpen von Wasser gespeichert. Dieses Wasser lässt man später wieder bergab fließen und erzeugt dabei mittels Turbinen und Generatoren wieder elektrischen Strom. Die elektrische Energie wird demnach durch Umwandlung in potenzielle Energie von Wasser gespeichert und nach einer Umwandlung dieser potenziellen Energie wieder ins Netz gespeist.

Der einzige Nachteil von Pumpspeicherkraftwerken besteht, wie bereits erwähnt, darin, dass zu ihrer Errichtung große Höhenunterschiede erforderlich sind und ein Bau dieses Speichertypus in Norddeutschland beispielsweise problematisch erscheint. Die Lebensdauer dieser Speicher ist, wie Perau sagt, davon abhängig, wieviel man in ihre Wartung investiert. „Grundsätzlich sollten sie ein Menschenleben halten“, sagt er. Pumpspeicherkraftwerke eignen sich, so Perau, sowohl für die Speicherung von Sonnen- als auch für diejenige von Windenergie. „Im Ruhrgebiet gibt es zum Beispiel sehr viele Brachflächen, auf denen auch Strom aus Sonnenenergie gewonnen werden könnte, der dann von Pumpspeicherkraftwerken gespeichert werden könnte“, sagt er.

An der Universität Duisburg-Essen wird in Kürze ein vom Mercator Research Center Ruhr gefördertes Projekt zu verschiedenen Varianten von Unterflur-Pumpspeicherkraftwerken (UPW) starten. Dieser Typus von Pumpspeicherkraftwerk versucht das Problem des sonst für diesen Speichertypus erforderlichen Höhenunterschiedes zu lösen, indem er ausreichende Volumina Untertage nutzt, die auf Grund natürlicher Begebenheiten oder durch Bergbau vorliegen. Denkbar sind derzeit drei Varianten von UPWs: Das ist zum einen der Untertage Pumpspeicher. Zu dessen Errichtung werden die Strecken und Schächte der Steinkohlegruben, die mit einer entsprechenden Auskleidung ausgestattet werden müssten, genutzt. „Unter Berücksichtigung des Streckengefälles könnte ein geschlossenes, vom Grubenwasser unabhängiges Speichersystem in den vorhandenen Hohlräumen aufgebaut werden, das mit verschiedenen Wasserhebeschächten (gleichzeitig Entlüftungsschächte während des Füllvorgangs) versehen ist. Im Zentralschacht wird in Zeiten hohen Strombedarfs aus oberflächigen Speicherbecken Wasser über eine Turbine in die unterirdischen Rohrsysteme geleitet und so Strom produziert“, erläutert Perau. Die zweite Variante stellt der vermutlich bautechnisch flexiblere Tagebau Pumpspeicher dar. Hierzu müssten offene Tagebaulöcher, wie sie bei der Förderung von Braunkohle anfallen, für ein UPW ausgestattet werden. Schon während der Abbauphase bis auf 400 m unter Gelände könnten speziell konfigurierte Rohrsysteme oder Hohlräume gebaut werden. Diese würden dann schrittweise bei der Wiederverfüllung mit Turbinen und Zuleitungsrohren ausgestattet. Daran würde sich die Überdeckung mit Abraummaterail und die Errichtung des Oberbeckens schließen. Eine dritte denkbare Variante stellt schließlich, aus Sicht der Forscher, der aquatische Pumpspeicher dar, der nach dem gleichen Prinzip wie Variante 2 funktionieren würde, sich jedoch in Küstenregionen realisieren ließe, wo ein steiles Relief zum Meeresbecken ausgebildet ist. „Reizvoll ist die Entwicklung solcher Systeme in Küstengebieten, in denen eine hohe Stromgewinnung über Photovoltaik möglich ist, zum Beispiel im Bereich des Roten Meeres“, sagt Perau.

Auch die RWE Power AG betreibt Pumpspeicherkraftwerk und ist an diesbezüglichen Ausbauprojekten beteiligt. Ein Beispiel ist das von der Société Electrique de l'Our errichtete Kraftwerk im luxemburgischen Vianden, das der Speicherung von Überschussenergie und der Erzeugung von Spitzenstrom dient und letzteren in das europäische Verbundnetz einspeist. Es besteht aus einem Kavernenkraftwerk und einem Schachtkraftwerk. Die gesamte installierte Turbinenleistung beträgt 1096 MW. Im Pumpbetrieb stehen 850 MW zur Verfügung. Zurzeit wird das Kraftwerk ausgebaut und um eine weitere 200-MW-Pumpturbine erweitert. Bei dem Ausbauprojekt, an dem die RWE Power AG beteiligt ist, handelt es sich um das Projekt eines Pumpspeicherkraftwerks in Atdorf, in dessen Bau die Schluchsee AG derzeit investiert. Für die Speicherung von Strom aus Sonnenenergie eignen sich, da sind sich Experten einig, insbesondere auch elektrochemische Speicher. Vor allem an zwei Batterien wird derzeit intensiv geforscht. Das ist zum einen die Vanadium-Redox-Flow-Batterie und zum anderen eine

Hochtemperaturbatterie: die Natrium-Schwefel (NaS)-Batterie.

Das Verfahren der Vanadium-Redox-Flow-Batterie beruht auf dem Prinzip der Speicherung von chemischer Energie in Form von gelösten Redox-Paaren in externen Tanks. Die Stromwandlung erfolgt in einem getrennten Leistungsmodul. Den Elektroden wird während der Entladung kontinuierlich der umzusetzende gelöste Stoff aus den Vorrattanks zugeführt und das entstehende Produkt in die gleichen Vorrattanks zurückgeführt. Dass die Speicherkapazität im Wesentlichen von der Menge der Elektrolytlösung bestimmt wird und der Wirkungsgrad bei über 75 Prozent liegt, macht diesen Speichertyp für eine Großanwendung interessant.

Gerade darin, dass die aktiven Komponenten der Batterie in Lösungen vorliegen und es dadurch keine Phasenübergänge gibt, liegt, aus Sicht von Dipl.-Ing. Jens Noack von der Abteilung Angewandte Elektrochemie des Fraunhofer Instituts für Chemische Technologie (ICT) ein entscheidender Vorteil dieser Batterie. Zudem weise die Vanadium-Redox-Flow-Batterie sehr hohe Lade- und Entladezyklen auf und das EnergiespeichermEDIUM selbst (**hauptsächlich Vanadium**) sei sehr günstig. „Das eigentlich Teure an der Konzeption ist der Energiewandler“, erläutert Noack. Die Lebensdauer der Batterie beträgt theoretisch 10 bis 15 Jahre. „Ob eine solche Lebensdauer derzeit auch praktisch erreichbar ist, ist jedoch nicht bekannt, da man die entsprechenden Systeme bislang noch nicht so lange hat laufen lassen“, so Noack.

Eine Besonderheit der Vanadium-Redox-Flow-Batterie bestehe darin, dass Leistung und Energie unabhängig voneinander skalierbar seien. „Der Energiewandler funktioniert ähnlich wie bei einer Brennstoffzelle. Dadurch ist das System wartbar“, sagt Noack.

Aus Sicht des Wissenschaftlers ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie geradezu prädestiniert für die Speicherung von Strom aus Sonnenenergie. Hinsichtlich der Integration ins Energienetz sieht Noack keine Probleme. „Am Fraunhofer ICT entwickeln wir die Batterie so, dass sie sowohl im Niederspannungs- als auch im mittleren Spannungsbereich eingesetzt werden kann“, sagt er.

Indes gibt es auch noch einige Probleme, die hinsichtlich der Vanadium-Redox-Flow-Batterie gelöst werden müssen, damit sie als Speicher in größerem Maßstab einsetzbar ist. „Momentan sind die Materialien noch zu teuer und die Materialverfügbarkeit stellt ein Problem dar. Auch müsste eine Skalierung in größere Leistungsklassen erprobt und vorgenommen werden und die Alterungseffekte müssten noch besser untersucht werden. Zudem besitzen wir noch keine Erfahrungswerte bezüglich der Frage, wie Energie und Leistung auf den jeweiligen Standort ausgelegt werden müssen“, sagt Noack. Da Vanadium-Systeme nicht den bevorstehenden weltweiten Bedarf der Zukunft werden abdecken können, arbeite das Fraunhofer ICT derzeit an der Entwicklung von kostengünstigen Systemen, die ohne den Einsatz von Vanadium auskämen. Darüber hinaus forsche man auch an neuen Materialien, um die Energiedichte der Batterie zu erhöhen. Noack ist sich jedoch schon jetzt sicher: „In den nächsten 10 bis 15 Jahren wird sich diese Technologie separieren, da sie besonders kostengünstig und effizient ist.“

Natrium-Schwefel(NaS)-Batterien sind der am weitesten entwickelte Typ von Hochtemperaturbatterien. Diese unterscheiden sich von anderen Akkumulatoren dadurch, dass die Elektroden flüssig sind und es sich bei dem Elektrolyten um einen Festkörper handelt. Dieser Batterietypus erreicht erst bei hohen Temperaturen von über 300 ° C seine volle Funktionsfähigkeit. Denn dadurch wird erreicht, dass die Elektroden in einen für die Lade- und Entladereaktion erforderlichen flüssigen Zustand gebracht werden und dass der keramische Elektrolyt leitfähig gemacht wird. Die NaS-Zelle zeichnet sich durch einen zylinderförmigen Aufbau aus. Im Innern der Zelle befindet sich die negative Elektrode, die bei Erreichen der Betriebstemperatur von flüssigem Natrium umgeben ist. Die zweite aktive Komponente bildet flüssiger Schwefel, der sich im äußeren Bereich der Zelle befindet und zwecks guter elektrischer Leitfähigkeit in einen Graphitfilz eingebettet ist. Aufgabe dieser Filzstruktur ist zum einen der Elektronentransport, zum anderen hat sie die Funktion die bei der Entladung entstehenden Natriumpolysulfide von der äußeren Festelektrolytoberfläche zu absorbieren und neuen flüssigen Schwefel zur Reaktionszone zu bringen. Innerhalb des keramischen, aus dotiertem Aluminiumoxid bestehenden Festelektrolyten, der Na⁺-Ionen leitend ist, befindet sich ein Metallzylinder. Er wird oft auch als „Sicherheitseinsatz“ bezeichnet. Seine Funktion besteht darin, in Verbindung mit dem Graphitfilz eine spontane chemische Reaktion

zwischen den flüssigen Reaktanden im Falle eines Bruches des Festelektrolyten zu verhindern. Beim Entladen der Batterie gibt metallisches Natrium je ein Elektron ab, die positiv geladenen Natrium-Ionen wandern durch den Elektrolyten zur positiven Elektrode und bilden dort zusammen mit einem Elektron, das über den äußeren Stromkreis geflossen ist, Natriumpolysulfid. Während der Ladung wird dieser Prozess umgekehrt.

Das NaS-Batteriesystem weist eine Reihe von Vorteilen auf, das es für den Einsatz bei dezentralen Energiesystemen geeignet erscheinen lässt. Neben der hervorragenden Energie- und Leistungsdichte wäre die Tatsache zu nennen, dass ein Betrieb dieses Akkumulators von der Umgebungstemperatur unabhängig ist und es zu keiner Selbstentladung kommt. Zudem sind Spannung und Innenwiderstand bei der Entladung praktisch konstant. Das Batteriesystem hat jedoch auch einige Nachteile. Dazu zählen das Gefahrenpotenzial beim Bruch des Festelektrolyten sowie die geringe thermische Zyklenzahl (etwa 30) und das komplizierte thermische Batteriemanagement. So muss die Batterie bei Kaltstart auf Betriebstemperatur gebracht werden, indem thermische Energie zugeführt wird. Während des Betriebes ist sie hingegen zu kühlen. Dies setzt ein intelligentes Isoliersystem voraus.

In Japan sind NaS-Batteriesysteme auch bereits weit verbreitet. Dort werden sie jedoch weniger für die netzferne Stromspeicherung eingesetzt, sondern dienen zur Stabilisierung innerhalb des Netzes. Einziger Hersteller weltweit ist derzeit die japanische Firma NGK. Laut Angaben des Unternehmens eignet sich die NaS-Batterie gleichermaßen für die Speicherung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie. Ein aktuelles Anwendungsbeispiel einer NaS-Batterie von NGK ist der Inselteststand der Berliner Firma Younicos, den das Unternehmen mit dem Ziel, auf der Azoreninsel Graciosa ein autarkes Energiesystem zu errichten, auf seinem Firmengelände in Berlin-Adlershof aufgebaut hat. Zu diesem System gehört auch eine 1 MW NaS-Großbatterie, die den aus Sonne und Wind gewonnenen Strom speichern soll.

Am ZSW in Ulm arbeiten Forscher im Rahmen des Projektes „HYLIS“ zur Zeit an der Entwicklung von Hybridsystemen, die in einer Kombination aus Blei- und Lithium-Ionen-Akkus bestehen und die Vorteile beider Typen von Akkumulatoren nutzen. „Die Technologie der Bleibatterie ist robust, einfach und kostengünstig. Für die Lithium-Ionen-Batterie spricht, dass sie bei Platzmangel über eine hohe Energie- und Leistungsdichte verfügt und eine Zyklenfestigkeit besitzt. Eine Tiefenentladung ist nicht schädlich. Zudem müssen Lithium-Ionen-Akkus nicht so überdimensioniert werden wie Bleibatterien“, sagt Dr. Michael Danzer vom Fachgebiet „Batterien und Superkondensatoren, Systemtechnik“ des ZSW. Dennoch bestehen bei beiden Akkumulatoren derzeit, so Danzer, auch noch eine Reihe von Problemen. So sei die Energiedichte der Blei-Batterie nicht sehr hoch und diese Batterie tendiere auch dazu zu sulfatieren, das heißt im Bleiakкумуляtor lagert sich Bleisulfat ab und es kommt zu einem erhöhten Kristallwachstum. Dadurch sei die volle Kapazität des Akkumulators nicht mehr nutzbar. Dies könne insbesondere bei Applikationen im Bereich der Photovoltaik zum Problem werden. Hinzu kommt, dass die Bleibatterie hinsichtlich ihrer Umweltverträglichkeit immer noch einen schlechten Ruf genießt. Hierzu bemerkt Danzer: „Die schlechte Umweltverträglichkeit ist kein besonderes Problem von Bleiakkus, da sie sehr gut zu recyceln sind. Bei neuen Zellchemien ist darauf zu achten, parallel zur Einführung der Batterien entsprechende Verfahren und eine Infrastruktur für die Wiederverwertung von Materialien zu etablieren.“ Für die Lithium-Ionen-Batterie seien insbesondere höhere Temperaturen von 40 bis 50° ein Problem, da sie bei derartigen Temperaturen schneller altere. Zudem sei die Batterie derzeit noch zu teuer.

An diesen Problemen arbeiten die Forscher des ZSW in Ulm beispielsweise innerhalb des HYLIS-Förderprojektes. Bei diesem Projekt geht es darum, Batterie-Hybrid-Systeme, bestehend aus Blei- und Lithium-Ionen-Batterien in stationäre Inselsysteme zu integrieren. „Insbesondere sollen die Lithium-Ionen-Batterien in diesem Projekt systematisch auf Alterungseffekte in verschiedenen Betriebsszenarien untersucht werden. Neben der zyklischen wird auch die kalendarische Alterung in die Untersuchung miteinbezogen. Durch hochdynamische Vermessungen erfolgte eine Parametrisierung des Batteriemodells“, erläutert Danzer. Die gewonnenen Daten werden dazu verwendet, ein Batteriemodell zu erstellen, das zusätzlich die Alterung der Batterie

mitberücksichtigt. Durch die Mitführung der Alterung in Form kontinuierlich angepasster Parametersätze kann das Batterieverhalten simuliert und im Ergebnis die Betriebsstrategie optimiert werden. In dem Modell übernimmt die Lithium-Ionen-Batterie dann auf Grund ihres hohen Energiedurchsatzes den Großteil der zyklischen Belastung und der Bleibatteriespeicher diejenige des Langzeit-Reservespeichers. Dadurch ist es, nach Aussage der Forscher möglich, eine lange Betriebszeit und damit geringere Kosten zu realisieren.

Über den Speicher der Zukunft existieren derzeit noch eine Reihe von Vermutungen. Am Ende gilt wohl das, was Dipl.-Ing. Sascha Berthold vom Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheit- und Energietechnik (UMSICHT) sagt: „Der Energiespeicher der Zukunft wird eine auf die jeweilige Problematik zugeschnittene Lösung sein.“

Anette Weingärtner

Internetadressen

<http://www.uni-due.de/geotechnik/>

<http://www.schluchseewerk.de/>

<http://www.seo.lu/de/Multimedia/Localisation/SEO-Luxembourg>

<http://www.ict.fraunhofer.de/>

<http://www.ngk.co.jp/english/products/power/nas/index.html>

<http://www.zsw-bw.de/>

Ansprechpartner und E-Mail-Adressen

Prof. Dr.-Ing. Eugen Perau, Leiter des Fachgebiets Geotechnik der Universität Duisburg-Essen
eugen.perau@uni-due.de

RWE Power AG
manfred.lang@rwe.com (Pressesprecher)

Dipl.-Ing. Jens Noack
jens.noack@ict.fraunhofer.de

Dr. Michael Danzer, Fachgebiet „Batterien und Superkondensatoren, Systemtechnik“ ZSW
michael.danzer@zsw-bw.de