



Speicher-Klassiker: Mignons sind die am weitesten verbreiteten Batterien.

Wie Sonnenstrom haltbar wird

Der Ausbau der Photovoltaik funktioniert nur, wenn Speicher die schwankende Solarenergie puffern. Noch fehlen wirtschaftliche Technologien, doch die Forscher verfolgen einige viel versprechende Ansätze.

Von Jürgen Heup und Sascha Rentzing

Speicher ja oder nein? Wer heute in eine Photovoltaikanlage investiert, wird zwangsläufig mit dieser Frage konfrontiert. Für Betreiber von Kleinanlagen sind Batteriespeicher interessant, weil sie damit den lukrativen Eigenverbrauch von Solarstrom steigern können: Er lässt sich hierzulande derzeit für 15 Cent pro Kilowattstunde erzeugen, Haushaltsstrom aus der Steckdose hingegen kostet im Durchschnitt 25 Cent. Was liegt für einen Hausbesitzer also näher, als sich aus einer eigenen Photovoltaikanlage selbst zu versorgen?

Für Betreiber großer Solarparks wiederum werden Speicher relevant, weil sie künftig damit rechnen müssen, dass Energieversorger ihre Kraftwerke immer häufiger abregeln. Solarstrom schwankt stark und drängt vor allem mittags in die Netze, während er nachts nicht zur Verfüg-

ung steht. Je mehr Photovoltaikanlagen angeschlossen werden, desto stärker geraten Erzeugung und Verbrauch aus der Balance. Speicher

können zu viel produzierte Energie solange aufbewahren, bis sie benötigt wird, und so die Netzstabilität wahren. Doch welcher Speicher sich für welche Anwendung am besten eignet, müssen Forscher erst noch herausfinden. Verschiedene Technologien stehen zur Verfügung: von kleinen Akkus bis zu Großbatterien, von Wärmespeichern bis zum Wasserstoff.

Lithium und Blei für den Keller?

Inzwischen bieten in Deutschland fast 50 Firmen kombinierte Systeme aus Solarmodulen und Batteriespeichern an. Sie setzen bevorzugt moderne Lithium-Akkus ein, da diese auf weniger Raum mehr Sonnenstrom speichern können und dank elektrochemisch stabilerer Elektroden eine längere Lebensdauer haben als herkömm-

liche Bleibatterien. „Lithium-Ionen-Akkus schaffen bis zu 10 000 Vollzyklen, Bleiakkus hingegen nur etwa 3 000“, erklärt Matthias Vetter, Leiter der Abteilung elektrische Speichersysteme am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Ise) in Freiburg. Dafür ist die Lithium-Technologie allerdings noch deutlich teurer. Vetter zufolge kostet die in einem Lithium-Ionen-Akku gespeicherte Kilowattstunde Solarstrom aktuell etwa 35 Cent, davon machen die reinen Speicherkosten 20 Cent aus. Diese Werte dürften viele potenzielle Investoren eher abschrecken.

Doch Vetter glaubt, dass sich dank größerer Produktionen und technischer Fortschritte die Speicherkosten in den kommenden drei bis vier Jahren auf zehn Cent halbieren können. „Wenn gleichzeitig der Haushaltsstrompreis weiter wie bisher um fünf Prozent pro Jahr steigt, werden sich Lithium-Ionen-Speicher schon ab 2015 lohnen“, sagt der Batterieforscher. Hersteller wie Leclanché aus der Schweiz oder Varta aus Hannover erweitern bereits ihre Produktionen. Gleichzeitig entwickeln die Firmen robustere und leistungsfähigere Elektrodenmaterialien. In derzeit gängigen Akkus besteht die Anode aus Graphit, die Kathode aus Lithium-Metall. Es dient als chemischer Reaktionspartner des Graphits. Leclanché will nun erstmals Anoden aus Lithium-Titanat verwenden, die schneller laden und mehr Ladezyklen durchstehen als Graphit.

Solarstrom und Wärmepumpe für das Haus

Wer möglichst viel seines Solarstroms selber nutzen will, könnte auch eine andere, viel einfachere Variante wählen: den überschüssigen Solarstrom einfach im Wasser zu speichern. Theoretisch reicht es aus, einen Tauchsieder in den häuslichen Brauchwasserspeicher zu halten. Zur Mittagszeit, wenn die Photovoltaikanlage auf dem Dach mit ihrer maximalen Leistung Strom produziert, im Haushalt aber nur wenige Verbraucher eingeschaltet sind, könnte diese Vari-

”

Wenn der Haushaltsstrompreis wie bisher steigt, werden sich Lithium-Ionen-Speicher ab 2015 lohnen.“

Matthias Vetter, Ise

Chemie einer Natrium-Nickelchlorid-Zelle

Positive Elektrode („Anode“)
 $\text{NiCl}_2 + 2\text{Na}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{Ni} + 2\text{NaCl}$

Negative Elektrode („Kathode“)
 $\text{Na} \rightarrow \text{Na}^+ + \text{e}^-$

Gesamtreaktion
 $\text{NiCl}_2 + 2\text{Na} \rightarrow 2\text{NaCl} + \text{Ni}$

$2 \text{NaCl} + \text{Ni} = \text{NiCl}_2 + 2 \text{Na}$
 2.58 V bei 300°C

Quelle: IKTS

gefallen, wie es bei den Solarstromanlagen der Fall war. Mit dem Einspeisemodell als Investitionssicherheit im Rücken wurde weit mehr Photovoltaik zugebaut.

Volker Quaschnig, Professor für das Fachgebiet Regenerative Energiesysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, sieht im Heizen mit Photovoltaik eine Chance, um den Anteil der Solarenergie am Gesamtenergiebedarf Deutschlands zu erhöhen: In wenigen Jahren werde Solarstrom billiger sein als Heizöl. Diesen Zeitpunkt nennt er Oil-Parity. „Es wird dann preiswerter sein, mit PV-Strom zu heizen als mit Öl“, ist er überzeugt.

Unabhängig von dieser Diskussion bieten viele Unternehmen längst Lösungen an: etwa Centrosolar, Schüco oder auch die Heizungsbauer Viessmann, Stiebel Eltron, Junkers und

ante den Eigenstromanteil erhöhen und das Netz entlasten. Ihr Vorteil gegenüber der Batterie-Variante: Wasserspeicher sind in den meisten Haushalten bereits vorhanden. Es müsste also kein zusätzlicher Speicher angeschafft werden.

Das Problem: Kritiker halten es für Verschwendung, mit Solarstrom zu heizen. Solarthermie-Kollektoren, die Sonnenlicht direkt in Wärme umwandeln, seien dazu viel besser geeignet. Allerdings sind die Preise für Solarwärmeanlagen in der Vergangenheit nicht im selben Maße

Buderus. Die meisten Hersteller setzen dabei auf einen Umweg: Sie treiben mit dem Solarstrom eine Umweltwärmepumpe an, wodurch die Wärmeleistung des Stroms erhöht wird. Durch diesen Effizienzhub können aus einer Kilowattstunde Strom im günstigsten Fall mehr als drei Kilowattstunden Wärme erzeugt werden. Bei kleineren Solaranlagen steigt mit einer Wärmepumpe der Anteil des selbst genutzten Solarstroms von 30 auf 45 Prozent, fanden Forscher des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasser-



**GRÜNE
KARRIERE**



26./27. OKTOBER 2013

Energieforum **Berlin**
www.gruenekarriere.info

MESSE FÜR UMWELTBERUFE UND
 GESELLSCHAFTLICHES ENGAGEMENT

Speichertechniken im Überblick

	Bleibatterien		Lithium-Ionen-Batterien		Keramische Hochtemperatur-Batterien		Redox-Flow		Wasserstoff		Wärmepumpe	
	2013	2020+	2013	2020+	2013	2020+	2013	2020+	2013	2020+	2013	2020+
Wirkungsgrad %	80	90	92	95	90	90	75	80	<50 ¹⁾	>60 ¹⁾	3 ²⁾	5 ²⁾
Investkosten/kW	500	150	750	200	800	150	800	250	800-2000	300-500	500-1500 ³⁾	<500 ³⁾
Lebensdauer	7	12	10	20	<10	>15	10	20	20-30	>30	20	>20
Speicherkosten/kWh	0,20	0,08	0,30	0,05	0,28	<0,08	0,37	0,11	0,20-0,50	0,08 ⁴⁾	0,05 ⁵⁾	>0,02 ⁶⁾
Technische Reife	fortgeschritten		einsatzbereit		mittel		mittel		Frühstadium		einsatzbereit	
Anwendung	Speicher für kleine bis mittelgroße Anwendungen, Notstrom, Lastausgleich, Netzstabilisierung		Speicher für kleine bis mittelgroße Anwendungen, Notstrom, Lastausgleich, Elektromobilität, Netzstabilisierung		Speicher für mittlere bis große Anwendungen, Lastausgleich, Zwischenspeicher für Erneuerbare		Speicher für mittlere bis große Anwendungen, Notstrom, Lastausgleich, Zwischenspeicher für Erneuerbare, saisonale Speicherung		Saisonale Speicherung, Zwischenspeicher für Erneuerbare		Saisonale Speicherung	

Die Tabelle zeigt, dass es nicht die eine, optimale Technik für alle Anwendungen gibt. Zudem ist die Vergleichbarkeit schwierig. Eine möglichst technologieoffene Förderung ist daher sinnvoll.

¹⁾ Nur elektrischer Wirkungsgrad; ²⁾ Durchschnittliche Jahresarbeitszahl (JAZ) von Wärmepumpen (Verhältnis Kilowattstunde Wärme zu Kilowattstunde Strom im Jahr); ³⁾ Durchschnittliche Investitionskosten nur für eine Wärmepumpe. Die Investitionskosten für eine komplette Wärmepumpen-Heizinfrastruktur liegt derzeit bei etwa 4000 Euro pro Kilowatt.; ⁴⁾ Wasserstoffgestehungskosten; ⁵⁾ Bei Solarstromgestehungskosten von 15 Cent /JAZ = 3; ⁶⁾ Bei Solarstromgestehungskosten von 10 Cent /JAZ = 5

Quelle: DLR, eigene Recherche

stoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) heraus.

Solarparks mit keramischen Hochtemperaturbatterien

Lithium-Ionen-Batterien sind inzwischen als Speicheroption hinlänglich bekannt. Michael Stelter, Batterieexperte vom Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS) im sächsischen Hermsdorf, weist dagegen auf ein anderes Batterie-Konzept hin, das gerne vergessen werde, aber naheliegend sei, vor allem im Hinblick auf größere Batterieanwendungen, die bei der Energiewende immer bedeutender werden: keramische Hochtemperaturbatterien nach dem Natrium-Schwefel- oder Natrium-Nickelchlorid-Prinzip. Naheliegend deshalb, weil Unternehmen in Deutschland wie AEG und ABB diesen Batterietypus in den 80er und 90er Jahren bereits zur Produktionsreife brachten.

Diese Batterien unterscheiden sich wesentlich von den verbreiteten Konzepten. Normalerweise bestehen Akkus aus zwei festen Elektroden, zwischen denen ein flüssiger Elektrolyt für den Transport der Ionen sorgt. Bei den keramischen Batteriesystemen sind die Elektroden bei einer

Betriebstemperatur ab 200 Grad dagegen flüssig und der Elektrolyt liegt in fester Form vor. Dabei handelt es sich um ein Keramik-Gefäß. Beim Lade- oder Entladeprozess wird das Material für Natrium-Ionen durchlässig, isoliert aber die Elektronen.

Ursprünglich wurden die Hochtemperaturbatterien für die Elektromobilität entwickelt. Die notwendigen hohen Betriebstemperaturen, die ein aufwändiges Isolier- und Heizsystem notwendig machten, sorgten Anfang der 90er für die Einstellung der Projekte. Japanische Unternehmen übernahmen indes das Konzept und setzten es in stationären Großbatterien um. So ist NGK heute führender Produzent von Natrium-Schwefel-Batterien für den Megawattbereich. Der US-Konzern General Electric hat jüngst in eine neue Fabrik für Natrium-Nickelchlorid-Großbatterien investiert. Die italienische Firma Fiamm produziert Natrium-Nickelchlorid-Batterien für den Kilowattbereich kleiner Solaranlagen. ▶

„Natrium-Schwefel-Batterien besitzen ideale Eigenschaften, um Strom aus Solar- oder Windkraftanlagen zu speichern“

Michael Stelter, IKTS



Die Renaissance der Wasserstoffforschung begann vor drei Jahren.“

Andreas Brinner, ZSW

Die Vor- und Nachteile der Hochtemperaturbatterien fasst Stelter so zusammen: Sie besitzen mit 150 Wattstunden pro Kilogramm eine relativ hohe Energiedichte. Sie sind zwar relativ träge – ihre Leistungsabgabe reicht nicht an die von Lithium-Ionen-Zellen heran –, dafür weisen sie eine höhere Speicherkapazität auf. „Das sind die idealen Eigenschaften, um Strom aus Solar- oder

Windkraftanlagen zu speichern“, sagt Stelter. Doch der größte Vorteil liege in ihrem Kostenpotenzial: Die erforderlichen Rohstoffe wie Natrium, Schwefel oder Aluminiumoxid seien günstig und im Gegensatz zum

Lithium in großen Mengen vorhanden. Bei einer Großserienproduktion rechnet Stelter mit Produktionskosten von 150 Euro pro Kilowattstunde. Eine Lebensdauer von zehn Jahren hält der Batterie-Forscher für realistisch. Einzelne Zellen sollen bereits 15 000 Ladezyklen absolviert haben. Bei 80 Prozent nutzbarer Kapazität ließen sich damit rein rechnerisch Speicherkosten von ein bis zwei Cent pro Kilowattstunde realisieren.

Redox-Flow-Batterien: Großtanks für Erneuerbare

Im Umfeld von Wind- und Solarparks ließen sich statt Hochtemperaturbatterien ebenso gut Redox-Flow-Batterien einsetzen. Auch sie bieten

den Vorteil, dass sie große Energiemengen vergleichsweise günstig speichern können. Im Gegensatz zu gängigen Batterietypen sind Speicher und Stromproduktion bei diesen Flussbatterien getrennt. Die elektrische Energie wird in Flüssigkeiten in zwei unabhängigen Tanks aufbewahrt, die der benötigten Kapazität leicht angepasst werden können und sich relativ preiswert herstellen lassen. Erst beim Laden oder Entladen fließen die Elektrolyte langsam durch die Zellen, die dann Strom liefern oder ihn in Form von Ionenlösungen speichern. Redox-Flow-Batterien bieten den Vorteil, dass sie problemlos tief entladen werden können und sich im Ruhezustand nur minimal entladen – beides sind bei herkömmlichen Batterien oft entscheidende Nachteile.

„Die Elektrolyte nutzen sich nicht ab und können nach der Nutzungszeit weiterverarbeitet werden“, erklärt der Batteriewerkstoffexperte Stefan Schauss von der Firma Gildemeister Energy Solutions. Die Tochter des Bielefelder Maschinenbauers Gildemeister bietet bereits kombinierbare Redox-Flow-Batterien mit jeweils bis zu 400 Kilowattstunden Kapazität an. Damit eignen sich die „Cellcubes“ gut als Puffer, um den Energieoutput von Regenerativkraftwerken zu glätten und Schwankungen auszugleichen. Bisher kommt die Technik allerdings nur in kleineren Anwendungen zum Einsatz: Beispielsweise stellt sie in einem Trierer Parkhaus sowie auf dem Gelände der schwäbischen Firma Teamtechnik sicher, dass eine Elektrotankstelle kontinuierlich mit Solarstrom versorgt wird.

Das Allroundkonzept: Wasserstoffwelt

Bei einer klimaneutralen Zukunft denken viele an Wasserstoff. An Brennstoffzellen, die in jedem Haushalt sauberen Strom und Wärme erzeugen. An Autos, bei denen statt Rauchgasen nur Wasserdampf aus dem Auspuff strömt. Doch das Problem: Wasserstoff ist ein Sekundärenergieträger. Er muss wie elektrischer Strom aus anderen Energieträgern hergestellt werden.

„Ende der 90er Jahre ebte die Wasserstoffforschung ab“, erinnert sich Andreas Brinner, vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) „Die Renaissance begann vor etwa drei Jahren“, sagt Brinner. Zusammen mit der Firma Etogas (ehemals SolarFuel) und dem Fraunhofer-Institut Iwes entwickelten das ZSW ein Power-to-Gas-Konzept. Dabei werden im ersten Schritt alkalische Elektrolyseure verwendet, die mittlerweile



Effizienzwunder: Keramik nimmt auf wenig Raum viel Energie auf.

im Zehn-Megawatt-Bereich gebaut werden können und so in Großproduktion Wasserstoff erzeugen. Nachfolgend wird mit dem Wasserstoff und Kohlendioxid Methan hergestellt, das sich problemlos ins deutsche Erdgassystem einspeisen lässt. .

Doch auch bei den beiden alternativen Elektrolyseverfahren kommt Bewegung ins Spiel. Siemens stellt so genannte PEM-Elektrolyseure (PEM = Polymer Electrolyte Membrane) mit einer Leistung von 300 Kilowatt her. Für diese Technik sind keine ätzenden Alkalilaugen notwendig.

Beim PEM-Verfahren wird destilliertes Wasser über eine Protonen-Austausch-Membran durch elektrischen Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Diese Elektrolyse-Technik ist laut Siemens vor allem für Erneuerbare-Anlagen gut geeignet, weil sie im Gegensatz zu herkömmlichen

Verfahren innerhalb von Millisekunden auf die fluktuierende Energie reagiert.

Allerdings schränkt das Verfahren derzeit noch die Größe des Elektrolyseurs ein. Einen Prototyp

hat der Konzern im März in Niederaußem in Betrieb genommen. Diese 300-Kilowatt-Anlage soll pro Stunde zwischen zwei bis sechs Kilogramm Wasserstoff produzieren. In wenigen Jahren will Siemens dann modulare Systeme mit bis zu zehn Megawatt zur Verfügung stellen.

Auch das Lübecker Unternehmen H-Tec baut für sein Mutterunternehmen GP-Joule PEM-Elektrolyseure. Der Projektierer aus dem friesischen Reußenköge kombiniert diese mit größten Solar- und Biogasanlagen. Die Solaranlagen liefern den nötigen Strom, das Biogas hilft bei

der Rückumwandlung des Wasserstoffs in elektrische Energie. Denn reiner Wasserstoff führt in Kraftwerken zu allzu hohen Verbrennungstemperaturen. Eine Beimischung von Biogas senkt die Temperatur und verringert damit den technischen Aufwand. So erreicht GP-Joule eine lückenlose regenerative Stromversorgung. Ein Modell, das in einigen Jahren auch aus Kostensicht marktreif sei, sagt GP-Joule Gründer Heiner Gärtner.

Die dritte Technik, die Hochtemperatur-Elektrolyse (SPE = Solid Polymer Electrolyte), steckt laut Brinner noch im Forschungsstadium. Sie arbeitet bei Temperaturen von etwa 900 Grad. Dadurch sinkt der Strombedarf, wodurch der primärenergetische Wirkungsgrad gegenüber den beiden anderen Verfahren steigt. Denn es ist der Wirkungsgrad, der bei der Elektrolyse immer noch für Skepsis sorgt. Auf der Prozesskette Strom zu Wasserstoff und wieder zu Strom reduziert sich die Strommenge um 50 Prozent, es bleibt also nur die Hälfte der ursprünglich eingesetzten Energie zur Endnutzung übrig. Brinner sieht dennoch Chancen, dass in Zukunft in vielen Haushalten Wasserstoff erzeugt, gespeichert, verheizt und verstromt wird. „Wir arbeiten derzeit an der Kombination von Elektrolyseur und Brennstoffzelle in einem Gerät.“ Ein Energiekonzept aus einer Hand.

Wie schnell die Speicherkonzepte Marktreife erlangen, wird nun wesentlich von den Weichenstellungen der Bundesregierung abhängen. Wichtig sind konkrete Aussagen zum Speicherbau, ist ein Masterplan, welche Technologie wann zur Verfügung stehen soll. Klar ist indes heute schon: Dank der zahlreichen viel versprechenden Speicheroptionen ist ein kraftvoller Ausbau der Photovoltaik und eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien mehr als bloß eine kühne Vision. ◀

”

In einigen Jahren wird es preiswerter sein, mit PV-Strom zu heizen als mit Öl.“

Volker Quaschnig, HTW



Windkraft-Getriebe...

- NM60, NM48
- N60, N54, N43, N29, N27
- V80, V66, V52, V47, V44, V42, V39
- AN1300, AN600, AN450, AN150
- W5200, W4100, W2700
- TW600(e), TW300
- NTK500, NTK150
- M1500, S46, GET41, HSW250
- Teile f. GE1.5, D6, F56, F48, Jacobs, ...

... und weitere verfügbar!
Alle anderen Typen mit besten Lieferzeiten

Instandsetzung und Optimierung

Alle Größen und Fabrikate

Austauschgetriebe auf Wunsch

BRAUER
Maschinentechnik AG

Tel.: +49 (0)2871/7033
www.brauer-getriebe.de
Raiffeisenring 25, D-46395 Bocholt