

# Energiespeicher für die Zukunft

Der Umbau des Energiesystems erfordert Speicher mit unterschiedlicher Kapazität und Speicherzeit.

Ferdi Schüth und Rüdiger-A. Eichel

Speichertechnologien spielen schon heute im Energiesystem eine wichtige Rolle, die sich durch den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen erheblich ändern wird. Hierbei ist es sinnvoll, das Elektrizitätssystem nicht getrennt zu betrachten, sondern gemeinsam mit Wärme und Mobilität. Am schnellsten entwickeln sich derzeit elektrochemische Speicher, elektrische Überschussenergie ließe sich aber auch kostengünstig mit Wärmespeichern nutzen.

Deutschland befindet sich in einer Transformation des Energiesystems, die dieses wesentlich und nachhaltig verändern wird. Getrieben ist diese Entwicklung hauptsächlich durch den Klimawandel, nicht zuletzt zurückgeführt auf das CO<sub>2</sub>, das im Energiesektor emittiert wird. Die deutsche Energiewende, derzeit im Wesentlichen als „Elektrizitätswende“ diskutiert, greift jedoch zu kurz: Wollen wir das ehrgeizige Ziel erreichen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 auf 80 Prozent des Niveaus von 2010 zu reduzieren, reicht es nicht aus, allein den Elektrizitätssektor zu betrachten. Schließlich setzt sich der Energieverbrauch ganz grob zu etwa gleichen Anteilen aus den drei Sektoren Elektrizität, Wärme und Mobilität zusammen. Für eine genauere Betrachtung muss man zwischen Primär- und Endenergieverbrauch unterscheiden: Hinsichtlich der Endenergie ist der Stromanteil deutlich geringer, berücksichtigt man allerdings die Umwandlungsverluste von Primärenergie zu Strom, so wird etwa ein Drittel der Primärenergie für Strom eingesetzt.

Der Bedarf an Energiespeichern wird dennoch vornehmlich für das Elektrizitätssystem gesehen. Dies ist auf die fluktuierende Natur der meisten „erneuerbaren“ Energien zurückzuführen. Während Geothermie, Biomasse und Wasserkraft grundsätzlich dann verfügbar sind, wenn sie benötigt werden, hängen Wind- und Sonnenenergie von den jeweiligen Wetterbedingungen ab. Lediglich solarthermische Kraftwerke mit integriertem Wärmespeicher sind in gewissem Maße grundlastfähig, diese benötigen aber direkte intensive Sonnenstrahlung, sodass solche Kraftwerke eher für die Sonnengürtel der Erde geeignet sind. Wie man am Beispiel des Monats April 2011 und einem der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber deutlich sieht, fluktuieren die Einspeisung verhältnismäßig stark zwischen fast keiner Windeinspeisung und einer Leistung von etwa 10 GW (Abb. 1). Dies kompensieren



Pumpspeicherkraftwerke wie dieses (Limberg II, Österreich) eignen sich für die zentrale Speicherung auf System-

ebene und sind sehr effizient. In Deutschland gibt es aber praktisch keine neuen Standorte.

zwar teilweise andere erneuerbare Energien, aber ein System, das zu sehr hohen Anteilen auf erneuerbare Energien setzt, muss starke Fluktuationen der Einspeisung bewältigen können. Außerdem zeigt die Abbildung, dass ein System auch längere Zeiten mit geringer Windeinspeisung verkraften muss.

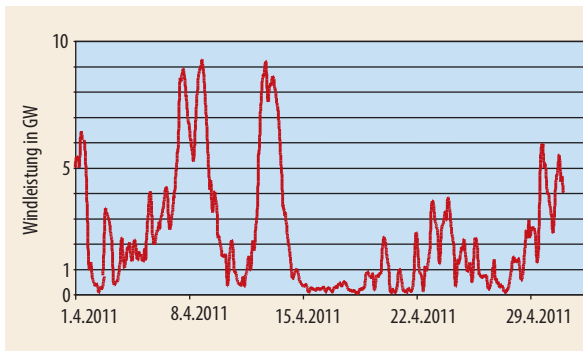
Grundsätzlich gibt es dazu auf Systemebene vier Möglichkeiten, nämlich Netzausbau, Reservekapazität, Speicherung und Demand-Side-Management. Diese sind zunächst alle gleichberechtigt, und der optimale Mix ergibt sich aus ökonomischen und technologischen Überlegungen. Der Netzausbau erleichtert

Alle Artikel der Serie zur Energiewende sind gemeinsam mit weiteren passenden Beiträgen in einem Online-Dossier unter [www.pro-physik.de/physik/dossier.html](http://www.pro-physik.de/physik/dossier.html) zu finden.

## KOMPAKT

- Auf der Systemebene sind Energiespeicher mit Leistungen von 100 MW und Kapazitäten von GWh notwendig. Dafür kommen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluft- oder Wasserstoffspeicher infrage.
- Im Bereich von einigen kWh entwickeln sich Lithium-Ionen-Batterien derzeit am rasantesten, die für Elektroautos notwendige deutlich höhere Speicherdichte wird aber erst mit grundsätzlich neuen Batterietechnologien möglich sein.
- Wärmespeicher, z. B. mit Salzschnmelzen, werden heute bereits in solarthermischen Kraftwerken eingesetzt. Sie könnten es aber auch erlauben, industrielle Abwärme zu nutzen oder Wärme zum Heizen zu speichern.

**Prof. Dr. Ferdi Schüth**, MPI für Kohlenforschung, Kaiser-Wilhelm-Platz 1, 45470 Mülheim an der Ruhr; **Prof. Dr. Rüdiger-A. Eichel**, RWTH Aachen und IEK-9, Forschungszentrum Jülich, 52425 Jülich



**Abb. 1** Im April 2011 fluktuierte die Windleistung in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers „50 Hertz“, der vor allem in den östlichen Bundesländern und Hamburg aktiv ist, stark. Zwischen 15. und 29. April war die Windeinspeisung sehr gering.

es, lokal fluktuierende Einspeisung von erneuerbarer Energie durch Transfer aus anderen Regionen auszugleichen, im Idealfall sogar auf europäischer Ebene. Reservekapazität ist am besten über flexible, schnell zu- und abschaltbare Kraftwerke bereit zu stellen, etwa durch Gasturbinen. Beim Demand-Side-Management setzt man auf flexible Verbraucher, die bei einem Mangel von elektrischer Energie abgeschaltet, bei Überschuss dagegen zugeschaltet werden. Solche Ansätze sind zunächst für große Industrieverbraucher interessant, in einer späteren Stufe kann man aber sogar daran denken, mithilfe „intelligenter“ Stromnetze und je nach Einspeisesituation auch Verbraucher in Haushalten zu- oder abzuschalten. Energiespeicher schließlich dienen dazu, überschüssige elektrische Energie in eine besser speicherbare Form umzuwandeln, etwa in mechanische Energie bei Pumpspeicherkraftwerken oder in chemische Energie durch elektrolytische Herstellung von Wasserstoff. Bei der Speicherung ist allerdings zu berücksichtigen, dass ein Speicher häufig mit Reservekapazität verbunden ist, da Aggregate zur Rückverstromung nötig sind. Das sind Turbinen bei Pumpspeicherkraftwerken (in modernen Kraftwerken aber meist als Pumpturbine integriert) oder Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD), wenn ein chemischer Speicher wie Wasserstoff oder Methan genutzt wird.

Angesichts der Ausbaupläne für fluktuierend anfallende elektrische Energie ist die Speicherung also sicher ein wichtiges Problem – allerdings kein dringendes, das bereits jetzt gelöst werden müsste. Laut Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur ließen sich bei Annahme eines plausiblen Szenarios 2032 geschätzt 2,3 TWh an elektrischer Überschussenergie („dumped energy“) nicht nutzen. Dies ist die Elektrizitätsproduktion von etwas mehr als einem Tag bei einem Jahresbedarf von ca. 600 TWh. Angesichts dieser eher geringen Menge erscheint die Speicherung nicht die höchste Priorität beim Ausbau unseres Energiesystems zu haben.

Längerfristig sieht die Situation jedoch deutlich anders aus. Eine Studie aus dem Jahr 2012 prognostiziert für 2050 eine Speicherkapazität von etwa 4 TWh für ein Szenario mit 80 Prozent erneuerbarer Energie im Elektrizitätsmix [1], das ist etwa das 50-Fache der derzeit installierten Kapazität in Pumpspeicherkraftwer-

ken. Der Ausbau der Speicherkapazität beginnt nach dieser Studie allerdings im Wesentlichen erst nach 2040. Solche Prognosen hängen natürlich immer stark von den darin eingehenden Annahmen ab. Es scheint aber klar, dass die Speicherung von elektrischer Energie ein wichtiges Problem ist, dem sich die Forschung jetzt intensiv widmen sollte; für die Implementierung auf der Systemebene bleibt allerdings noch etwas Zeit.

Wie bereits angedeutet, ist das Elektrizitätssystem aber nur ein – wenn auch wichtiger und in seiner relativen Bedeutung zunehmender – Teil des Gesamtsystems. Speicher sind auch sehr wichtig als Traktionsbatterien für die Elektromobilität oder als Wärmespeicher, letztere auf der Tagesskala für Gebäude bis hin zu saisonaler Speicherung. Fortschritte dabei wirken auch zurück auf den Elektrizitätssektor, da sich solche Speicher, wenn sie mit elektrischer Energie aufgeladen werden, zur Anpassung der Last an die verfügbare Energie nutzen lassen.

In der Folge stellen wir eine Reihe von Speichertechnologien vor, die sich für ganz unterschiedliche Zwecke eignen (Abb. 2). Speicher für geringe Energiemengen für kurze Zeiten und hohe Zyklenzahlen müssen ganz andere Anforderungen erfüllen als saisonale Speicher für Energie auf der Ebene des Elektrizitätssystems. Bei Speichern, die selten geladen und entladen werden, müssen die spezifischen Investitionskosten niedrig sein, da diese Kosten ja auf die Zyklenzahl umgelegt werden; bei Speichern mit hoher Lade- und Entladefrequenz sind die Verhältnisse umgekehrt. Für die Toleranz gegen Selbstentladung gelten ähnliche Betrachtungen.

### Stromspeicher auf Systemebene

Für die zentrale Speicherung auf der Systemebene sind Speicher mit Leistungen in der Größenordnung von 100 MW (vergleichbar kleinerer Kraftwerksblöcke) und Speicherkapazitäten in der Größenordnung von GWh (Tagesspeicher) erforderlich, für die saisonale Speicherung und, um längere Windflauten und Zeiten niedriger Sonneneinstrahlung zu überbrücken, liegen die erforderlichen Kapazitäten im Bereich von 100 GWh. Hierfür eignen sich derzeit drei Technologien, von denen zwei großtechnisch nur ansatzweise verfügbar sind.

Stand der Technik sind Pumpspeicherkraftwerke, die bei Stromüberschuss Wasser von einem unteren in ein oberes Reservoir pumpen; wird elektrische Energie benötigt, lässt man das Wasser durch Turbinen wieder ab (Abb. auf S. 31). Viele Kraftwerke verwenden Pumpturbinen, das heißt, das Aggregat für den Pump- und den Turbinenbetrieb ist dasselbe. Das größte deutsche Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal hat eine Kapazität von 8,5 GWh und eine Leistung von 1060 MW. Insgesamt beträgt die Kapazität 77 GWh bei einer Turbinenleistung von 6,5 GW [1].<sup>1)</sup> Die Effizienz moderner Pumpspeicherkraftwerke ist mit etwa 80 Prozent hoch. Diese Kraftwerke dienen heute teils zur Netzstabilisierung, teils zum Ausgleich zwischen Stromüberschüssen, die in den Mittagsstunden zur

1) Bei Daten zur Kapazität ist zu berücksichtigen, dass Pumpspeicherkraftwerke oft kombiniert sind mit Kraftwerken, deren oberes Becken zusätzlich durch Zufluss gespeist wird, wodurch die Zahlen nicht immer präzise anzugeben sind.

Deckung des Bedarfs eingesetzt werden. Allerdings leidet bei letzterem die Wirtschaftlichkeit darunter, dass mittlerweile mittags sehr häufig große Mengen Solarstroms verfügbar sind, sodass aufgrund geringerer Nachfrage der Preisabstand zwischen Nachtstrom und Mittagsstrom (Einkauf bzw. Verkauf durch den Speicherbetrieb) zum wirtschaftlichen Betrieb der Speicher nicht mehr ausreicht. Das Zubaupotenzial für Pumpspeicherkraftwerke ist in Deutschland aufgrund der dichten Besiedelung und der erforderlichen massiven Eingriffe in die Landschaft limitiert. Zusätzliche Speicherkapazität mit Wirkung auf das deutsche Energiesystem wäre jedoch in anderen europäischen Ländern möglich, falls genügend hohe Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und diesen Ländern verfügbar sind oder gemacht würden. Die Speicherkosten in Pumpspeicherkraftwerken hängen sehr vom betrachteten Fall ab. Für die Stundenspeicherung (ein GW für acht Stunden, ein Zyklus pro Tag) betragen sie etwa 2,5 – 5 ct/kWh, für die Wochenspeicherung (500 MW für 200 Stunden, zwei Zyklen pro Monat) 5 – 10 ct/kWh [3].

Ebenfalls Stand der Technik sind Druckluftspeicher, von denen weltweit allerdings nur zwei existieren: in Huntorf (Niedersachsen) sowie McIntosh (Alabama, USA). In einer Salzkaverne werden dabei in Zeiten von Stromüberschuss einige 100 000 Kubikmeter Luft auf einen Druck um 70 bar komprimiert. Wird elektrische Energie benötigt, treibt die Druckluft eine Gasturbine an. Diese benötigt aufgrund der komprimierten Luft keinen Turbolader, wodurch ihre Effizienz steigt. Allerdings ist die Effizienz heutiger Druckluftspeicher relativ niedrig (für Huntorf werden 40, für MacIntosh 54 Prozent angegeben), da die Luft beim Verdichten erhitzt wird, die Wärme aber in der Regel im Salz verloren geht. Bei der Expansion kühlt sich die Luft ab und muss wieder aufgeheizt werden. Abhilfe könnten adiabate Druckluftspeicher mit einem integrierten Wärmespeicher schaffen. Dies könnte den Wirkungsgrad auf etwa 70 Prozent steigern. Mit dem Adele-Projekt sollte in Deutschland ein erster Prototyp entstehen, aufgrund der verfallenden Spreizung zwischen Tagesniedrig- und Tageshöchstpreisen für elektrische Energie erscheint ein solcher Speicher nach dem derzeitigen Projektstand als nicht wirtschaftlich, sodass die Realisierung fraglich ist. Grundsätzlich ist aber angesichts der vorhandenen Salzdome das technische Potenzial in Deutschland erheblich. Für die Stundenspeicherung rechnet man mit ähnlichen Kosten wie bei Pumpspeicherkraftwerken, für die Wochenspeicherung aber mit sehr hohen Kosten von 20 bis 40 ct/kWh.

In der notwendigen Größenordnung, um längere Flauten und Zeiten geringer Sonnenstrahlung zu überbrücken („neblig-trübe, windstille Novemberwochen“), lässt sich Energie nur in chemischen Verbindungen speichern. Wasserstoff ist am einfachsten aus elektrischer Energie zu erzeugen. Dieses Speicher-molekül hat einen Energieinhalt von 120 MJ/kg, allerdings ist der volumenbezogene Energieinhalt dieses Gases viel geringer. Wird Wasserstoff aber ähnlich wie

Druckluft in Kavernen gespeichert, erhöht sich die Speicherdichte um etwa den Faktor 50 gegenüber Luft. Obwohl Wasserstoff ein sehr flüchtiges Gas mit hoher Mobilität ist, sind weltweit drei große Speicher mit Volumina von jeweils mehreren 100 000 Kubikmetern an Raffinerie-/Chemiestandorten in Betrieb (Teeside in UK sowie Clemens Dome und Moss Bluff Dome, USA). Bei einem Wasserstoffdruck zwischen etwa 50 und 135 bar liegen die Leckraten unter 0,01 Prozent pro Jahr. Grundsätzlich ließe sich mit flüssigem Wasserstoff die volumetrische Speicherkapazität erhöhen, allerdings ist dies energieaufwändiger als die Komprimierung, und es wären Kryobehälter notwendig, sodass dies vermutlich keine großtechnische Option ist.

Das wesentliche Problem bei der Speicherung elektrischer Energie in Form chemischer Verbindungen, verbunden mit Rückverstromung, ist die niedrige Effizienz. Diese liegt bei kommerziellen Elektrolyseanlagen, die Wasser durch Anlegen einer Spannung in Wasserstoff und Sauerstoff spalten, typischerweise bei etwa zwei Dritteln auf der Ebene der Gesamtanlage [4]. Für die Rückverstromung in Brennstoffzellen liegt die Effizienz bei etwa 50 Prozent auf Systemebene, GuD-Turbinen sind für reinen Wasserstoffbetrieb zwar noch nicht verfügbar, vermutlich ist aber analog zu Erdgas-GuD eine Effizienz bis 60 Prozent möglich (ohne Kraft-Wärme-Kopplung). Die Gesamteffizienz der Kette von elektrischer Energie zu Wasserstoff und zurück liegt daher nur zwischen 30 und 40 Prozent, wobei weitere mögliche Verluste noch nicht berücksichtigt sind. Kompressionsverluste lassen sich aber vermutlich gering halten mithilfe von Druckelektrolyseuren, für die bei Druckbetrieb fast der gleiche Wirkungsgrad gilt wie beim drucklosen Betrieb. Angesichts der Verluste bei der Rückverstromung könnte es jedoch sinnvoller sein, den gespeicherten Wasserstoff stattdessen eher als Rohstoff für die chemische Industrie zu nutzen, wo er heute vornehmlich aus fossilen Quellen durch „Dampfreformierung“ erzeugt wird.

Häufig wird die Weiterverwendung von Wasserstoff zur Herstellung anderer Energieträger diskutiert, so

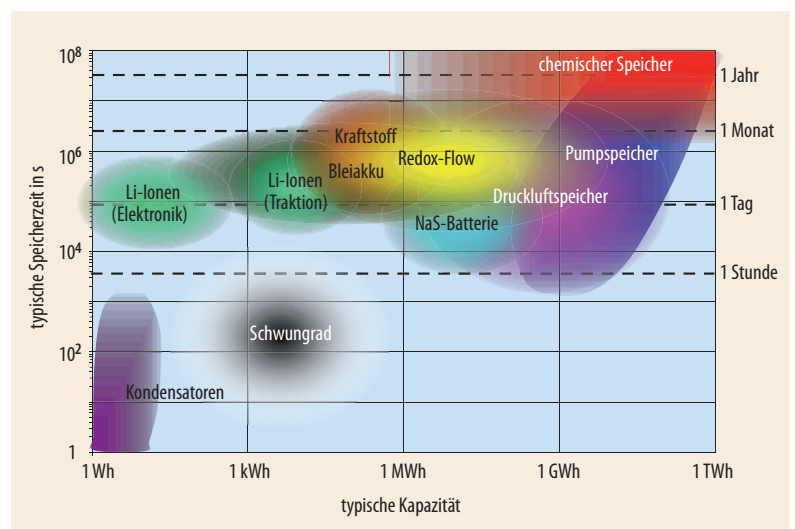


Abb. 2 Verschiedene Speichertechnologien unterscheiden sich stark hinsichtlich der typischen Kapazität und Speicherzeit.

aus [2] mit freundl. Genehmigung.

etwa von Methan, Methanol oder flüssigen Kohlenwasserstoffen. Die Technologien dafür sind grundsätzlich vorhanden, als Rohstoff kommt Kohlenmonoxid infrage, aber auch Kohlendioxid, aus dem sich durch die Wassergas-Shift-Reaktion Kohlenmonoxid herstellen lässt. Prinzipiell ist ein weiterer Konversionsschritt aber immer mit zusätzlichen Energieverlusten verbunden. Einen solchen Schritt müssen daher Vorteile rechtfertigen, etwa hinsichtlich Speicherbarkeit oder vielseitigerer Verwendbarkeit. Dabei bietet sich eine Kopplung zum Mobilitätssektor an, da sich die drei genannten Energieträger für Verbrennungsmotoren eignen. Besonders attraktiv erscheinen flüssige Kohlenwasserstoffe, die über die Fischer-Tropsch-Synthese in hoher Qualität zugänglich sind. Wegen ihrer hohen Energiedichte sind sie ideal für den Flugverkehr – in dem Bereich wird es vermutlich am schwierigsten sein, Alternativen zu finden. Die meisten anderen Mobilitätsanforderungen lassen sich wahrscheinlich über Batterien, H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen oder leitungsgebundene Energieversorgung, wie bei der Bahn, realisieren.

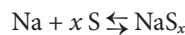
Die Kosten chemischer Speicher für elektrische Energie werden weniger durch den Speicher selbst als durch die Aggregate zur Herstellung des Speichermoleküls und für die Rückverstromung bestimmt. Bei fluktuierender elektrischer Energie fällt besonders ins Gewicht, dass die Anlagen nur zeitweise in Betrieb sind und damit die hohen Investitionskosten auf relativ kurze Betriebszeiten umgelegt werden. Für in Kavernen gespeicherten Wasserstoff werden derzeit etwa 25 ct/kWh für die Stundenspeicherung angesetzt, mit deutlichem Kostensenkungspotenzial, für die Wochenspeicherung rechnet man mit einigen Cent weniger.

### Die Kopplung zur Elektromobilität

Auch unterhalb der Systemebene gibt es die Notwendigkeit, elektrische Energie zu speichern, sei es, um die Produktionsspitzen von Windenergieanlagen oder Photovoltaikfeldern abzapfend (einige zehn MWh) oder um Überschussstrom aus Photovoltaikanlagen für Einfamilienhäuser zu speichern (einige zehn kWh). Auch Traktionsbatterien für Elektrofahrzeuge müssen Kapazitäten von einigen zehn kWh aufweisen. Für die größeren Anlagen auf dieser Ebene kommen unter anderem die bereits diskutierten Technologien infrage. So war der adiabate Druckluftspeicher Adele etwa

zur Speicherung des Überschussstroms von mehreren großen Windturbinen gedacht. Besonders geeignet in diesem Kapazitätsbereich erscheinen aber elektrochemische Speicher.

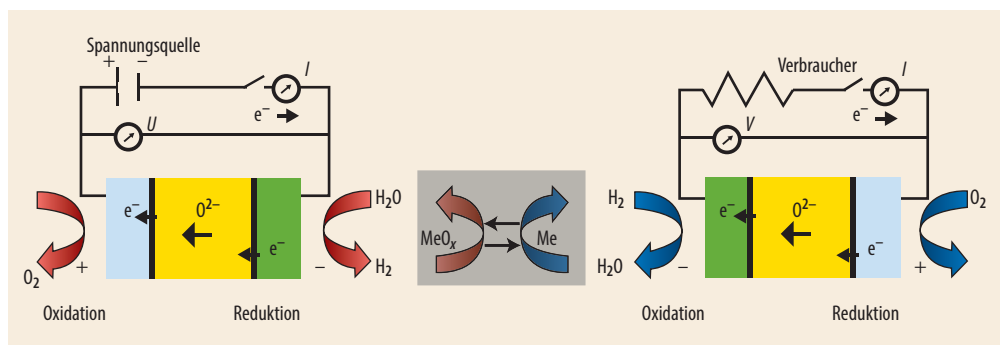
Batteriespeicher mit mehreren zehn MWh sind als Natrium-Schwefel- und Redox-Flow-Batterien kommerziell erhältlich, die Marktdurchdringung ist allerdings begrenzt. Redox-Flow-Batterien haben den Vorteil, dass sich Leistung und Energiemenge unabhängig voneinander skalieren lassen. Bei einem der bekanntesten Beispiele, der Vanadium-Redox-Flow-Batterie, wird die Reduktion von fünfwertigem zu vierwertigem Vanadium mit der Oxidation von zweiwertigem zu dreiwertigem Vanadium kombiniert. Das Vanadium befindet sich in wässriger Lösung in Vorrattanks, deren Größe über die Speicherkapazität entscheidet. Die Reaktion findet an einer Elektrode statt, deren Fläche über die Leistung der Redox-Flow-Batterie entscheidet. Die Natrium-Schwefel-Batterie wurde ursprünglich für Elektroautos entwickelt, hat sich dort aber nicht durchsetzen können. In der Batterie läuft die Reaktion



ab (von links nach rechts Entladung). Sowohl Natrium als auch Schwefel liegen als Schmelze vor, als Separator dient eine Natriumionen-leitende Aluminiumoxidmembran. Da die Betriebstemperatur bei 300 bis 350 °C liegt, eignen sich solche Batterien nur für relativ hohe Zyklenfrequenzen, da sonst die für die Heizung notwendige Energie die Effizienz erheblich senkt. In Japan wurde eine Einheit mit mehreren Batteriemodulen und einer Gesamtkapazität von 245 MWh an einem Windpark installiert. Für viele Anwendungen sind die Speicherkosten in Batterien (zwischen etwa 15 und 30 ct/kWh bei zwei Zyklen pro Tag [5]) jedoch zu hoch. Für stationäre Anwendungen ist die altbekannte Bleibatterie häufig eine noch günstigere Alternative.

Ein Alternativkonzept für großskalige stationäre Batteriespeicher mit hoher Energiedichte (ca. 1 kWh/kg) basiert auf dem reversiblen Betrieb einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle (SOFC), wobei zur Speicherung ein Metall oxidiert wird und zum Entladen der Batterie die Brennstoffzelle im Elektrolysemodus (SOEC) betrieben wird (Abb. 3). Die Selbstentladungsraten dieses Batterietyps sind vernachlässigbar, sodass er sich gut zur Langzeitspeicherung eignet. Dagegen ist die Effizienz durch die Energiewandlung in SOFC und SOEC auf jeweils ca. 70 Prozent begrenzt. Aufgrund der hohen Energie-

Abb. 3 Beim Laden einer Hochtemperatur-Oxidbatterie (links) wird eine Hochtemperatur-Brennstoffzelle im Elektrolysemodus betrieben, der entstehende Wasserstoff reduziert ein Metalloxid zum Metall. Beim Entladen (rechts) wird das Metall durch Reaktion zum Oxid zurück oxidiert, der dabei entstehende Wasserstoff erzeugt in der Brennstoffzelle elektrische Energie.



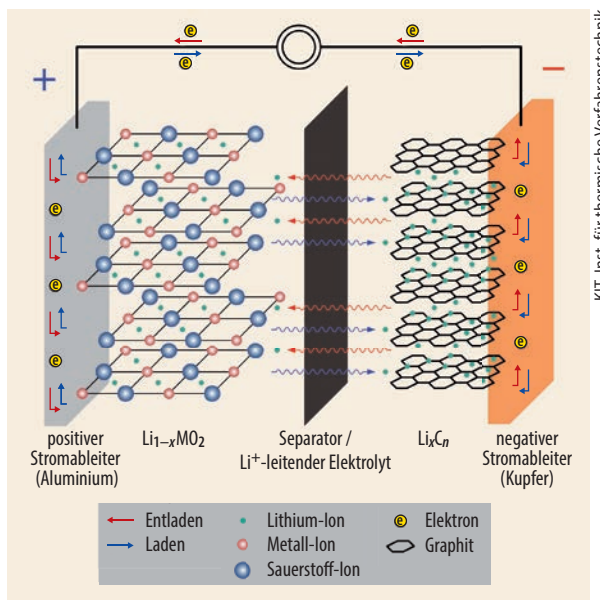
dichten sind vergleichsweise geringe Kosten für den Speicherbetrieb zu erwarten.

Trotz der recht hohen Kosten kann sich ein Batteriespeicher aber möglicherweise lohnen, um den Eigenverbrauch von Wohngebäuden in Verbindung mit Photovoltaikanlagen zu decken. Da je nach Gesetzeslage der Eigenverbrauch von Netzzulagen und weiteren Abgaben entlastet ist, wird relativ schnell Netzparität erreicht, sodass eine solche Batterieanlage betriebswirtschaftlich sinnvoll sein kann.

Die höchste Entwicklungsdynamik, in Bezug auf Leistungsfähigkeit und Kosten, erreichen derzeit Lithium-Ionen-Batterien aufgrund der breiten Anwendung in Mobiltelefonen, Laptops, Power-Tools und zukünftig verstärkt als Traktionsbatterie im Automobilbau (Abb. 4). Li-Ionen-Batterien schlagen die Brücke zwischen der stationären Speicherung und der Elektromobilität, da sie bei stark sinkenden Kosten für beides interessant sein können. Allerdings beträgt ihre Energiedichte derzeit nur etwa 0,2 Wh/kg, verglichen mit etwa 12 kWh/kg für flüssige Kohlenwasserstoffe. Obwohl ein Elektroantrieb leichter ist als ein Verbrennungsmotor und die Effizienz eines Batterieautos etwa viermal so hoch, schränken so niedrige Speicherdichten die Reichweite von Elektrofahrzeugen stark ein. Aufgrund der hohen molaren Masse der Übergangsmetalloxide, die als Interkalationselektrode für die Li-Ionen dienen und für die kein Ersatz in Sicht ist, ist auch keine wesentlich höhere Speicherdichte dieser Batterien zu erwarten. Dies würden nur grundsätzlich neue Batterietechnologien („Post-Lithium-Ionen“) ermöglichen, wie etwa die Lithium-Schwefel-Batterie oder reversible Lithium-Luft-Batterien (Abb. 5).

Die Speicherdichte lässt sich aber auch durch eine Zellchemie mit Mehrelektronenreaktionen erhöhen („Post-Lithium“) wie bei Mg-, Zn- oder Al-basierten Interkalations-, Schwefel- oder Luft-Batterien. Derartige Konzepte haben gleichzeitig den Vorteil, dass sie in der Erdkruste häufig vorkommende Elemente verwenden, die auch einfacher zu prozessieren sind als Lithium. Dementsprechend werden Speicherkosten prognostiziert, die etwa eine Größenordnung unterhalb der derzeitigen Kosten für Lithium-Ionen-Batterien liegen. Bis derartige Systeme für den großtechnischen Einsatz praxistauglich sind – wenn dies überhaupt gelingt –, werden allerdings noch viele Jahre vergehen.

Jenseits der Mobilität könnten Elektrofahrzeuge auch auf der Ebene des Energiesystems eine gewisse Bedeutung haben, da sie sich grundsätzlich als ortsverteilte Speicher für elektrische Energie eignen. Ob Verbraucher es akzeptieren würden, dass ihre Traktionsbatterie als Regelenergie genutzt wird, oder ob sie sogar mit der zeitweiligen Entladung einverstanden wären, sollte Energie im System fehlen, hängt von Faktoren wie Ladegeschwindigkeit, Zyklenfestigkeit und den Fahrgewohnheiten ab. Grundsätzlich könnte eine große Flotte von Elektrofahrzeugen genügend Energie für die Speicherung auf der Tagesskala bereitstellen. Dem entgegen steht allerdings die beschränkte zyklische Lebensdauer der derzeit auf dem Markt befind-



KIT, Inst. für thermische Verfahrenstechnik

Abb. 4 Jede Zelle einer Li-Ionen-Batterie besteht aus einer Kathode (+) und einer Anode (-), einem Separator sowie einem Elektrolyten. Für die Anode wird häufig Graphit verwendet, während die Kathode aus einem Lithium-Metalloxid besteht (meist Ni, Co oder Mn). Beide Elektroden können Li-Ionen zwischen Netzebenen einlagern (Interkalationsmaterialien).

lichen Lithium-Ionen-Batterien, da die Batterien bei entsprechenden Szenarien beschleunigt altern würden.

### Wärmespeicher als Teil des Energiesystems

Wie bereits erwähnt, wird in Deutschland mehr als ein Drittel der Primärenergie für die Bereitstellung von Wärmeenergie verwendet. Hier liegen somit große Potenziale für Verbesserungen, wobei Wärmespeicher für die unterschiedlichsten Einsatzzwecke eine große Rolle spielen könnten. In mehreren Bereichen kommen sie schon heute zum Einsatz. Solarthermische Kraftwerke haben häufig einen Wärmespeicher, um nachts die Turbinen weiter zu versorgen. Das Andasol-I-Kraftwerk in Almeria, Spanien, verfügt dazu über 27 500 Tonnen einer Salzschnmelze, die auf einem Temperaturniveau zwischen etwa 300 und 400 °C eine thermische Energie von 1010 MWh speichern kann. Dies reicht für etwa 7,5 Betriebsstunden einer 50-MW-Turbine. An besseren Salzmischungen für höhere Temperaturen wird gearbeitet, grundsätzlich eignen sich auch Metallhydride als Wärmespeicher: Bei der Reaktion eines Metalls wie Magnesium mit Wasserstoff entsteht Wärme, durch Zufuhr von Wärme spaltet sich das Hydrid wieder in Metall und Wasserstoff auf. Rund 1100 Tonnen Magnesium könnten die gleiche Wärmeenergie speichern wie 27 500 Tonnen Salzschnmelze.

Die Industrie leitet kleinere Wärmemengen, besonders bei niedriger Temperatur, häufig ungenutzt in die Umgebung, obwohl sich damit Schwimmbäder oder Gebäude heizen ließen. Mit dieser Wärme kann man z. B. Natriumacetat schmelzen – wie in Taschenwärmern –, das die Wärme beim Erstarren wieder abgibt. Mittlerweile betreiben Dienstleister Container mit Natrium-

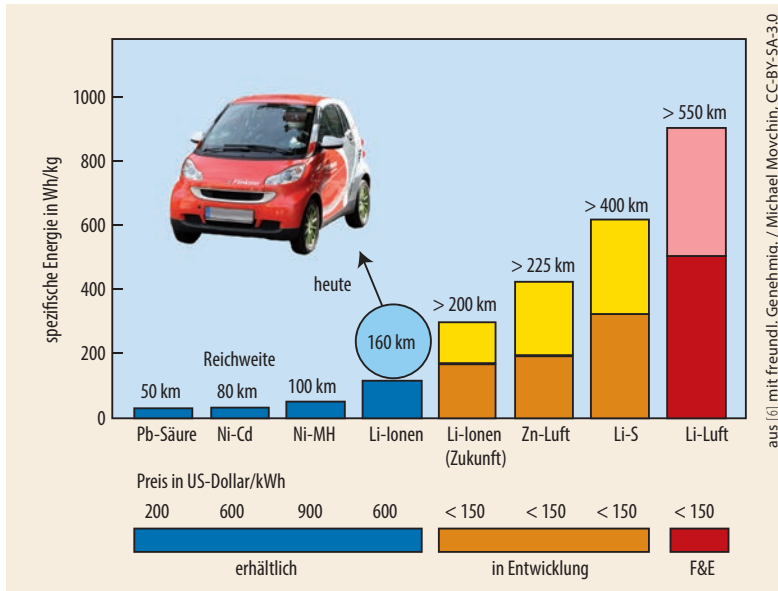


Abb. 5 Die Reichweite von Elektroautos ist mit heutigen Li-Ionen-Batterien noch stark eingeschränkt. Dies wird sich erst mit zukünftigen Batterietechnologien

ändern können. Die helleren Bereiche in den vier rechten Säulen deuten die Unsicherheit in der vorhergesagten Energiedichte an.

acetat, um die Wärme von der Anlage, in der sie anfällt, zum Nutzer zu transportieren. Auch für die Raumheizung ist die Wärmespeicherung von Bedeutung, wobei sogar Wasser (mit seiner sehr hohen Wärmekapazität) saisonales Speichern ermöglicht. Dies ist z. B. in einem unterirdischen Wärmespeicher am Reichstag in Berlin oder in der Münchener Siedlung „Am Ackermannbogen“ realisiert, wo rund 6000 Kubikmeter Wasser im Sommer mit Solarwärme aufgeheizt werden, um diese Wärme im Winter wieder abzugeben. Dies deckt knapp die Hälfte des Wärmebedarfs der Siedlung.

Schließlich ist die Wärmespeicherung auch interessant in verteilten Systemen zur Bereitstellung elektrischer Energie. Heute werden Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) meist wärmegeführt, der Strom wird verbraucht oder ins Netz abgegeben. Bei stark fluktuierenden erneuerbaren Energien kann es dagegen sinnvoll sein, elektrische Energie verteilt je nach Bedarf zu produzieren, solche Anlagen also stromgeführt zu betreiben. Dies setzt voraus, dass sich die anfallende Wärme einfach speichern lässt, was selbst in gut isolierten Wasserspeichern möglich ist. Eine Reihe weiterer Speicherverfahren, z. B. die De- und Rehydrierung von Salzen oder von porösen Festkörpern wie Zeolithen, ist derzeit noch zu teuer. Allerdings wird eine solche Kopplung nur für die Bestandsbebauung sinnvoll sein, da zukünftige Wohngebäude fast als Nullenergiehäuser ausgelegt sein werden.

### Fazit

Schon heute nutzen wir Energiespeicher an den verschiedensten Stellen. In zukünftigen, weitgehend auf regenerativen Energien basierenden Energiesystemen werden sich die Speicheraufgaben erheblich ändern. Dabei ist es sinnvoll, nicht nur die Elektrizität zu be-

trachten, sondern die Mobilität und die Bereitstellung von Heizenergie einzubeziehen, da dies einerseits große Verbrauchssektoren sind, andererseits zahlreiche Synergien bestehen. Eine optimale Lösung wird sich nur ergeben, wenn man das Gesamtsystem im Zusammenspiel mit Netzausbau, Reservekapazität und Demand-Side-Management betrachtet.

Auf der Systemebene kommen großskalige Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und chemische Speicher, primär Wasserstoff, in Betracht. Lokal könnten elektrochemische Speicher eine wesentliche Rolle spielen; hier gibt es derzeit die größte Entwicklungsdynamik, sicher auch in Zusammenhang mit dem angestrebten Ausbau der Elektromobilität, wofür die Lithium-Ionen-Batterie und zukünftige Batteriegenerationen („Post-Lithium-Ionen“ und „Post-Lithium“) von großer Bedeutung sein werden.

Wärmespeicher sind in der Regel vergleichsweise kostengünstig und einfach zu betreiben. Sie sollten verstärkt in den Blick genommen werden, da sie es ermöglichen könnten, elektrische Überschussenergie kostengünstig zu nutzen. Die Speicherung wird erst in vielen Jahren eine Schlüsselrolle erhalten, daher bleibt genug Zeit für Forschung und praktische Erprobung verschiedener Ansätze. Diese Zeit sollten wir nutzen.

### Literatur

- [1] U. Wagner et al., Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher, TU München (2012), <http://mediatum.ub.tum.de/node?id=1115629>
- [2] F. Schüth, Energiespeicher der Zukunft, Spektrum der Wissenschaft, April 2012, S. 72
- [3] W. Leonhard et al., VDE Studie „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“ (2008)
- [4] Current State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis, NREL/BK-6A1-46676 (2009)
- [5] M. Kleimaier et al., Energy Storage for Improved Operation of Future Energy Supply Systems, CIGRE (2008)
- [6] P. Bruce et al., Nature Mater. 11, 19 (2012)

### DIE AUTOREN

**Ferdi Schüth** hat Chemie (Promotion 1988) und Jura (1. Staatsexamen 1989) in Münster studiert. Nach seiner Habilitation in Mainz 1995 wurde er als Professor an die Universität Frankfurt berufen. Seit 1998 ist er Direktor am MPI für Kohlenforschung in Mülheim. Er wurde mit einer Reihe von Preisen ausgezeichnet und ist derzeit Vizepräsident der Max-Planck-Gesellschaft. Seine Forschungsinteressen sind die Grundlagen der Festkörperbildung, Katalyse, nanostrukturierte Materialien und Energiespeicherung.



**Rüdiger-A. Eichel** (AK Energie) hat in Köln Physik studiert, an der ETH Zürich in Physikalischer Chemie promoviert und an der TU Darmstadt habilitiert. Seit 2012 leitet er einen Lehrstuhl für Energiekonversion und -speicherung an der RWTH Aachen und ist Direktor am Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-9 – Grundlagen der Elektrochemie) am FZ Jülich. Sein wissenschaftliche Interesse gilt grundlegenden Fragen der elektrochemischen Energiewandlung und -speicherung.

