

Batteriemetalle

Fieberhafte Forschung nach der Lithium-Alternative

Lithium-Akkus sind hocheffizient, nutzen sich jedoch schnell ab. Für Großspeicher suchen Forscher daher nach Alternativen. Eine Technologie steht vor dem kommerziellen Durchbruch.

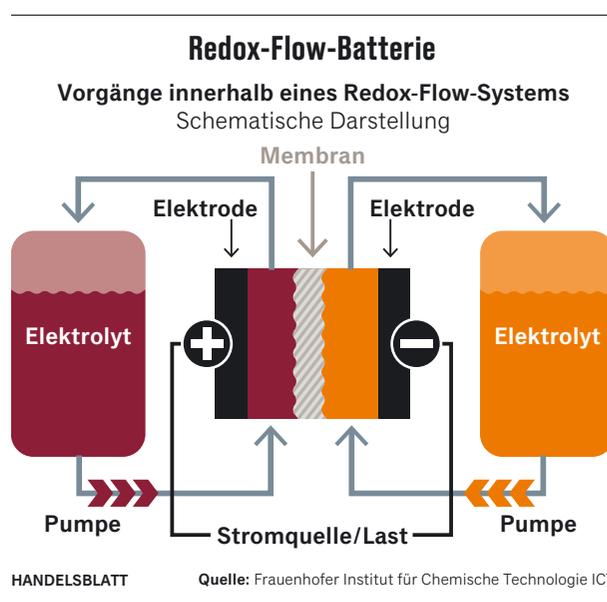
Jakob Blume Zürich

Der Maschinenbauer Wipotec aus Kaiserslautern hatte ein Problem, das viele Industrieunternehmen derzeit umtreibt: Um weniger abhängig von hohen Strompreisen zu sein, hat der Mittelständler Solarzellen auf den Dächern der Werkshallen installiert. Doch ein Teil der Produktion läuft rund um die Uhr. „Wir waren seit Jahren auf der Suche nach einer Möglichkeit, unseren selbst produzierten Solarstrom auch in der Nacht nutzen zu können“, sagt Stefan Pfeiffer, Leiter der Elektronikfertigung bei Wipotec.

Gemeinsam mit Liva Power Management Systems aus Frankfurt hat Pfeiffer dieses Problem gelöst. Liva plant und baut hybride Energiespeichersysteme, deren Hauptbestandteil eine sogenannte Vanadium-Redox-Flow-Batterie ist. Diese Batterien brauchen kein Lithium, sondern das Metall Vanadium. „Das Konzept geht für uns sehr gut auf“, sagt Pfeiffer. Sobald die Anlage in Betrieb gehe, könne Wipotec den Anteil des selbst genutzten Solarstroms von derzeit 30 auf 65 Prozent steigern.

Die Vanadium-Batterie ist dabei nur eine Alternative zur Lithium-Ionen-Batterie. Die Lithium-Technologie ist zwar sehr ausgereift und hocheffizient, doch auch wegen zuletzt stark gestiegener Rohstoffkosten entwickeln viele Forscher und Start-ups alternative Stromspeicher. Insbesondere bei stationären Batterien zum Speichern von Wind- und Sonnenenergie kommen verstärkt Batterien ohne Lithium zum Einsatz.

Antoine Koen, Analyst beim Thinktank Future Cleantech Archi-



tects (FCA) und Experte für Energiespeicherlösungen, sagt: „Die große Herausforderung wird es sein, Batterien zu entwickeln, die sehr viel Energie speichern und über einen längeren Zeitraum abgeben können.“ Die Nachfrage nach solchen Großspeichern dürfte rasant wachsen: Den Experten von McKinsey zufolge könnte die installierte Kapazität weltweit von einer Terawattstunde im Jahr 2025 auf 85 bis 140 Terawattstunden im Jahr 2040 steigen. „Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wächst der Bedarf an Speichern exponentiell“, ergänzt Koen.

Welche Technologie sich durchsetzen wird, ist längst nicht ausgemacht. Doch FCA-Analyst Koen sagt: „Für die netzgebundenen Speicher sind Redox-Flow-Batterien starke Wettbewerber.“ Dieser Batterietyp basiert auf einem anderen chemischen Verfahren

als der Lithium-Ionen-Akku und benötigt deutlich mehr Platz. Den Experten der Internationalen Energieagentur (IEA) zufolge zeichnet sich die Technologie jedoch durch eine lange Lebensdauer aus. „Es werden verschiedene Batteriechemien eingesetzt, doch die am meisten ausgereifte ist die Vanadium-Redox-Batterie“, so das Fazit der IEA-Experten.

Vanadium: Wertvolles Abfallprodukt der Ölindustrie

Doch die Technologie habe auch Nachteile, sagt Volker Kölln, Chef des Batteriespeicherspezialisten Liva, der sich auf den Bau und die Planung entsprechender Systeme spezialisiert hat. „Berechnet man den Preis der Installation pro Kilowattstunde ist eine Vanadium-Batterie zwischen 50 und 100 Prozent teurer“, sagt Kölln. Doch über die gesamte Nutzungsdauer spiele eine Vanadium-Batterie die hohen Anfangsinvestitionen schnell wieder ein. „Die Batterie hält praktisch endlos. Sie ist nicht brennbar und sie lässt sich problemlos mit anderen Speichertechnologien kombinieren“, fasst Kölln die Vorteile zusammen.

In der Industrie sowie als Netzspeicher ist sie daher dem reinen Lithium-Akku überlegen: „Für viele Schwerlastanwendungen ist die Lithium-Ionen-Batterie die falsche Wahl“, ist Kölln überzeugt. Die Kapazität nehme mit jedem Ladevorgang ab. „Nach zwei Jahren sind Lithium-Akkus meist abgenutzt.“ Allerdings braucht eine Redox-Flow-Batterie eine kurze Zeit zum Hochfahren, bevor sie Strom liefern kann. Daher kombiniert Liva ihr Vanadium-Redox-Flow-System stets mit einer kleinen Lithium-Ionen-Batterie, die in Se-

For English version see page 3

kundenschnelle Strom bereitstellt.

Den Mittelständler Wipotec hat das Konzept überzeugt: „Die Vanadium-Batterie wird ausreichen, um unsere gesamte Produktion, die nachts läuft, mit Strom zu versorgen“, sagt Manager Pfeiffer. Ein weiterer Nachteil der Vanadium-Batterie: Das Metall ist in vielen Erzvorkommen nur in geringen Konzentrationen enthalten und daher sehr teuer. Nur vier Länder weltweit dominieren den Vanadium-Bergbau, wie Daten des US Geological Surveys zeigen. Der größte Produzent ist China, der zweitgrößte: Russland.

Batteriespezialist Liva ist sich trotzdem sicher, dass der zentrale Rohstoff nicht knapp werden wird. Das Unternehmen gehört zum Bergbau- und Recyclingkonzern AMG des deutschen Unternehmers Heinz Schimmelbusch. AMG gewinnt Vanadium aus der Wiederaufbereitung von Katalysatoren aus der Ölindustrie. Erdöl enthalte Spuren von Vanadium und anderen Schwermetallen, die sich bei der Raffination an den Katalysatoren ablagern, erklärt Liva-Chef Kölln. „Die alten Katalysatoren wurden früher einfach in Afrika vergraben. Doch wir haben einen Weg gefunden, die Wertstoffe zu gewinnen und als Aktivmaterialien für unsere Batterien zu verwenden.“

AMG hat unter anderem eine Recycling-Kooperation mit Saudi Aramco abgeschlossen, dem größten Ölkonzern der Welt. Das Vanadium wird AMG daher vorerst nicht ausgehen.

Die Verfügbarkeit von Vanadium mag für AMG und Liva kein Problem sein – doch die starke Konzentration der Minenproduktion in China und Russland bleibt ein limitierender Faktor für die Technologie. Daher forschen Firmen und Unternehmen weltweit an einer Batteriechemie, bei der ein möglichst häufiges Metall zum Einsatz kommt. Ein Kandidat: Eisen, einer der ältesten Werkstoffe der Menschheit und auf jedem Erdteil in großen Mengen zu finden. Die erste Redox-Flow-Batterie auf Eisenbasis hat die US-Weltraumagentur Nasa bereits in den 70er-Jahren entwickelt. Doch obwohl die Technologie seit Jahrzehnten bekannt ist, fehlen bislang kommerzielle Produkte. Das deutsche Start-up Voltstorage forscht beispielsweise an einer Batterie mit Eisensulfat.

„Die Eisen-Redox-Flow-Technologie ist eine Schlüsseltechnologie für die Stromspeicherbranche, da die zur Herstellung der Batterie benötigten Materialien umweltfreundlich, extrem kostengünstig und weltweit verfügbar sind“, ist Jakob Bitner, CEO von Voltstorage, überzeugt. „Das Interesse bei Versorgern ist groß, wir sprechen mit großen Playern auch in Europa“, sagte er kürzlich dem Handelsblatt.

Forscher des Massachusetts Institute of Technology (MIT) listen in ihrem Report „The Future of Energy Storage“ eine Reihe von Faktoren auf, die den kommerziellen Erfolg von eisenbasierten Redox-Flow-Batterie bis-



Greentech

Serie
„Diese grünen
Ideen könnten
die Welt ver-
ändern“

Von Wellenkraftwerken, CO₂-freiem Zement und Solaranlagen im Weltraum bis zu energiespendenden Algenarten: Wir stellen einige der interessantesten Innovationen vor. Wissenschaftlich begleitet wird die Serie von dem unabhängigen Thinktank Future Cleantech Architects.

lang verhindert haben. Ein wichtiger: Das Eisen muss für den Einsatz in der Batterie hochrein vorliegen. Eine aufwendige Raffination des Eisens macht den Kostenvorteil des günstigen Ursprungsmaterials zunichte.

Natrium: Lithium-Alternative aus dem Meer

Bei der Geschwindigkeit, Energie bereitzustellen, ist der Lithium-Ionen-Akku bislang unschlagbar. Auch deshalb kommen viele Redox-Flow-Batterien im Alltag in Kombination mit einer Lithiumbatterie zum Einsatz. Ein Teil der Forschung fokussiert sich daher darauf, Lithium durch ein verwandtes Metall zu ersetzen – Natrium. Bereits seit den 80er-Jahren experimentierten Unternehmen wie Daimler oder General Electric mit Batterien, deren Hauptbestandteil Natriumchlorid – Kochsalz – ist. Von allen erprobten Batteriemetallen kommt Natrium am häufigsten vor. Es lässt sich zudem einfach aus Meerwasser gewinnen und muss nicht in Minen abgebaut werden.

Für den Einsatz im Auto stellte sich die Natrium-Batterie schnell als zu schwer heraus. Doch aufgrund der wachsenden Bedeutung stationärer Energiespeicher ist das Interesse an der Natrium-Batterie wiedererwacht. Den MIT-Forschern zufolge ist ein Vorteil, dass Natrium-Batterien zwischen 3000 und 5000 Ladezyklen überstehen, ohne stark an Kapazität zu verlieren. Noch sei die Technologie nicht ausge-

reift genug, um der Lithium-Batterie ernsthaft Konkurrenz zu machen. „Die Kosten sind heute der größte Wettbewerbsnachteil“, so die MIT-Forscher. Pro installierter Kilowattstunde sei die Natrium-Batterie noch etwa doppelt so teuer wie der Lithium-Akku.

Unter anderem das Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS) arbeitet daran, das zu ändern. Das Institut hat die jahrzehntealte Forschung zur Natriumchlorid-Batterie weiter vorangetrieben. Alexander Michaelis, Leiter des Fraunhofer-IKTS, erläutert: „Das Design war ursprünglich sehr komplex, weil es auf Elektroautos ausgelegt war. Das haben wir vereinfacht und auf der Größe so optimiert, dass eine extrem günstige Batterie rauskommt.“ Eine Pilotanlage in Dresden steht bereits. Nun will das Institut gemeinsam mit der australischen Batteriefirma Altech eine Anlage im industriellen Maßstab im sächsischen Ort Schwarze Pumpe aufbauen. Konsens herrscht bei Forschern darüber, dass mehr Speicher gebaut werden müssen, damit die Energiewende gelingen kann.

Koen von Future Cleantech Architects rechnet vor: Um den Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix wie von der Bundesregierung geplant von derzeit rund 45 Prozent auf 80 Prozent im Jahr 2030 zu steigern, muss sich die Kapazität der installierten Speicher verzehnfachen.

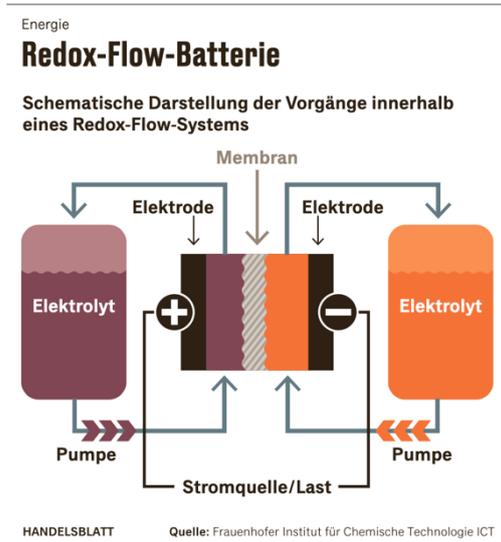
Vanadium, sodium, iron: These are the alternatives to the lithium battery.

Lithium batteries are highly efficient, but wear out quickly. Researchers are therefore looking for alternatives for large-scale storage. One technology in particular is on the verge of a commercial breakthrough.

Zurich. The machine manufacturer Wipotec from Kaiserslautern had a problem that is currently troubling many industrial companies: In order to be less dependent on high electricity prices, the medium-sized company installed solar cells on the roofs of its factory buildings. But some of its production runs around the clock. "For years, we had been looking for a way to be able to use our self-produced solar power at night as well," says Stefan Pfeiffer, head of electronics production at Wipotec.

Together with Liva Power Management Systems from Frankfurt, Pfeiffer solved this problem. Liva designs and builds hybrid energy storage systems whose main component is a so-called vanadium redox flow battery. These batteries do not need lithium, but the metal vanadium. "The concept is working out very well for us," Pfeiffer says. As soon as the plant goes into operation, Wipotec will be able to increase the proportion of solar power it uses itself from the current 30 percent to 65 percent.

The vanadium battery is only one alternative to the lithium-ion battery. Although lithium technology is very mature and highly efficient, many researchers and start-ups are developing alternative electricity storage systems, partly because of the recent sharp rise in raw material costs. In particular, stationary batteries for storing wind and solar energy are increasingly using batteries without lithium. Antoine Koen, an analyst at think tank Future Cleantech Architects (FCA) and an expert on energy storage solutions, says: "The big challenge will be to develop batteries that can store a lot of energy and release it over a longer period of time."



Redox flow battery

Schematic illustration of the processes within a redox flow system

The demand for such large-scale storage is expected to grow: according to the McKinsey experts, installed energy capacities could increase from one terawatt hour in 2025 to 85 to 140 terawatt hours in 2040. "With the expansion of renewable energies, the demand for storage is growing exponentially," Koen adds.

Which technology will prevail is far from a foregone conclusion. But FCA analyst Koen says, "For grid-connected storage, redox flow batteries are strong competitors." This type of battery is based on a different chemical process than the lithium-ion battery and requires significantly more space. However, according to the experts at the International Energy Agency (IEA), the technology is characterized by a long service life. "Various battery chemistries are used, but the most mature is the vanadium redox battery," the IEA experts conclude.

Vanadium: Valuable waste product of the oil industry

But the technology also has disadvantages, says Volker Kölln, head of battery storage specialist Liva, which specializes in the construction and planning of corresponding systems. "If you calculate the price of installation per kilowatt hour, a vanadium battery is between 50 and 100 percent more expensive," Kölln says. But over its entire useful life, a vanadium battery quickly recoups the high initial investment, he adds. "The battery lasts virtually indefinitely. It is non-flammable and it can be easily combined with other storage technologies," says Kölln, summarizing the advantages.

In industry and as grid storage, it is therefore superior to the pure lithium battery. "For many heavy-duty applications, the lithium-ion battery is the wrong choice," Kölln is convinced. The capacity decreases with each charging process. "After two years, lithium batteries are usually worn out." However, a redox-flow battery needs a short time to ramp up before it can deliver power. That's why Liva always combines its vanadium redox flow system with a small lithium-ion battery that provides power in seconds.

The concept has convinced the medium-sized company Wipotec: "The vanadium battery will be sufficient to supply our entire production, which runs at night, with electricity," says manager Pfeiffer. Another disadvantage of the vanadium battery is that the metal is only found in low concentrations in many ore deposits and is therefore very expensive. Only four countries worldwide dominate vanadium mining, data from the U.S. Geological Survey show. The largest producer is China, the second largest: Russia.

Battery specialist Liva is nevertheless certain that the key raw material will not become scarce. That's because the company is part of the mining and recycling group AMG, owned by German entrepreneur Heinz Schimmelbusch. AMG extracts vanadium from the recycling of catalysts from the oil industry. Crude oil contains traces of vanadium and other heavy metals that are deposited on catalysts during refining, explains Liva CEO Kölln. "The old catalysts used to just be buried in Africa. But we found a way to recover the recyclables and use them as active materials for our batteries." Among other things, AMG has entered into a recycling cooperation with Saudi Aramco, the world's largest oil company. AMG will therefore not run out of vanadium for the time being.

Iron: New uses for a material thousands of years old

Vanadium availability may not be a problem for AMG and Liva - but the heavy concentration of mine production in China and Russia remains a limiting factor for the technology. That's why companies and businesses around the world are researching battery chemistry that uses the most abundant metal possible. One candidate: iron, one of mankind's oldest materials and found in large quantities on every continent.

The first redox flow battery based on iron was developed by the U.S. space agency Nasa back in the 1970s. But although the technology has been known for decades, commercial products are still lacking. The German start-up Voltstorage, for example, is researching a battery with iron sulfate.

"Iron redox flow technology is a key technology for the electricity storage industry, as the materials needed to manufacture the battery are environmentally friendly, extremely cost-effective and

available worldwide," says Jakob Bitner, CEO of Voltstorage. "There is a lot of interest from utilities, we are talking to big players also in Europe," Bitner recently told Handelsblatt.

In their report "The Future of Energy Storage," researchers at the Massachusetts Institute of Technology (MIT) list a number of factors that have so far prevented the commercial success of iron-based redox flow batteries. One important one is that the iron must be of high purity for use in the battery. Complex refining of the iron cancels out the cost advantage of the inexpensive original material.

Sodium: Lithium alternative from the sea

In terms of the speed with which it can provide energy, the lithium-ion battery is unbeatable so far. This is one reason why many redox flow batteries are used in everyday life in combination with a lithium battery. Part of the research is therefore focused on replacing lithium with a related metal - sodium. Since the 1980s, companies such as Daimler and General Electric have been experimenting with batteries whose main component is sodium chloride - common salt. Of all the battery metals tested, sodium is the most abundant. It can also be easily extracted from seawater and does not have to be mined.

The sodium battery quickly proved too heavy for use in cars. But due to the growing importance of stationary energy storage, there has been a resurgence of interest in the sodium battery. According to MIT researchers, one advantage is that sodium batteries can withstand between 3,000 and 5,000 charging cycles without losing much of their capacity. But they say the technology is not yet mature enough to seriously compete with the lithium battery. "Cost is the biggest competitive disadvantage today," the MIT researchers said. Per installed kilowatt-hour, the sodium battery is still about twice as expensive as the lithium battery, they said.

The Fraunhofer Institute for Ceramic Technologies and Systems (IKTS), among others, is working to change that. The institute has continued to advance decades of research on the sodium chloride battery. Alexander Michaelis, head of Fraunhofer IKTS, explains, "The design was originally very complex because it was designed for electric cars. We simplified that and optimized it on the size so that an extremely low-cost battery comes out." A pilot plant in Dresden is already in place. Now the institute wants to build an industrial-scale plant in the Saxon town of Schwarze Pumpe together with the Australian battery company Altech.

The consensus among researchers is that more storage needs to be built for the energy transition to succeed. Koen from Future Cleantech Architects calculates: In order to increase the share of renewable energies in the electricity mix from around 45 percent at present to 80 percent in 2030, as planned by the German government, the capacity of installed storage facilities must increase tenfold.