

Energie — Wie speichert man große Mengen grünen Stroms?

In einer idealen Welt der energiesicheren Zukunft wird es schon bald nicht mehr darum gehen, woher der Strom für unsere Industrie, Haushalte, Serverfarmen und die Mobilität kommt, sondern wie er verteilt, gespeichert und 24 Stunden am Tag verfügbar sein wird. Wir werden, so Prognosen, Strom aus regenerativen Quellen wie Wind, Wasser und Sonne im Überfluss produzieren – aber wohin wird er fließen?

Das Ziel des im Dezember 2019 von der EU-Kommission vorgestellte „Green Deal“ Abkommens für eine klimaneutrale Industrie ist klar gesetzt: Im Jahr 2050 darf kein CO₂ mehr ausgestoßen werden – der „Net Zero“-Zustand ist zu erreichen.

Noch ist die Stromerzeugung weltweit für mehr als ein Viertel der Treibhausgasemissionen verantwortlich – Kohle-, Öl- und Gaskraftwerke werden bald zu Industrieruinen einer postfossilen Zeit. Strompreise werden keine Rolle mehr spielen, neue Geschäftsmodelle der Energiekonzerne werden Verteilung, Infrastruktur und Speicherung sein – Stromautobahnen, Verteilnetze und Umspannwerke werden zu gigantischen, KI-gesteuerten Energiesystemen verbunden und die Erde umspannen.



Text
IVO GOETZ

BILD:
Der „Big Battery“-Großspeicher auf dem Gelände des ehemaligen Braunkohlekraftwerks Braune Pumpe in der Lausitz

Das europäische Stromnetz etwa ist das größte synchrone Stromnetz weltweit und versorgt bereits heute 400 Millionen Menschen.

Komplexe Stromnetze arbeiten nur dann zuverlässig und unterbrechungsfrei, wenn Schwankungen der Netzfrequenz von 50 Hertz (Hz) oder andere Störungen innerhalb von Sekundenbruchteilen ausgeglichen werden. Noch liefern Gas- und Kohlekraftwerke Tag und Nacht Energie für die erforderliche Grundlast von ungefähr 50 Gigawatt (GW) in Deutschland und können Schwankungen jederzeit überbrücken – in der emissionsfreien Stromproduktion der Zukunft aber wird es zu stärkeren Abweichungen kommen, da Wind und Sonne nicht durchgehend zur Verfügung stehen. Instabile Netze und sogar Blackouts könnten theoretisch die Folge sein.

Nicht nur neue Stromtrassen, wie die seit Jahren geplante Südlink-Verbindung, sondern auch Energiespeichersysteme werden eine zentrale Rolle in den smarten Stromnetzen der Zukunft spielen. Sie müssen als Langzeitspeicher LDES (Long Duration Energy Storage) überschüssigen Strom aus regenerativer Erzeugung in großer Menge speichern und in Millisekunden sehr viel Energie abgeben, um die Netze bei Abfall der Netzfrequenz unter 50 Hz stabil zu halten. Allein im Jahr 2022 beliefen sich die sogenannten Redispatch-Kosten für das Überwachen und Regeln der Netzspannung, wie etwa das Abschalten von Windkraftanlagen bei Überproduktion, auf rund 4 Milliarden Euro – gäbe es ausreichend Stromspeicher, könnten diese Kosten deutlich reduziert werden. Laut einer McKinsey-Studie

FOTO: I LEAG



von 2021 könnten zukünftige LDES-Systeme weltweit bis im Jahr 2040 ungefähr zwei Terawatt (TW) Strom und mehr als 100 TWh Speicherkapazität bereitstellen.

Es gibt bereits innovative Speichertechnologien – für den enormen Energiebedarf der emissionsfreien Zukunft müssen aber leistungsfähigere Technologien ergänzt und vor allem kostengünstiger werden.

Wie sehen die aktuellen Möglichkeiten der Stromspeicherung aus, welche Innovationen werden uns in eine emissionsfreie Zukunft des Stroms führen?

LDES-Systeme kann man grundsätzlich in vier Technologiegruppen unterteilen. Zur elektrochemischen Speicherung etwa gehören Batteriesysteme, zur thermischen Speichergruppe zählt man zum Beispiel das Speichern von Wärmeenergie in Gestein, Keramik oder Beton, mechanische Speichersysteme sind Druckluftspeicher und Pumpspeicherkraftwerke. Chemische Speicherung von Strom erfolgt durch Elektrolyseverfahren, bei denen zum Beispiel Wasserstoff als Energieträger erzeugt wird.

Die bekannteste Methode, Strom zu speichern, ist die Batterietechnologie. In einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE aus dem Jahr 2022 empfehlen die Autoren, Batteriegroßspeicher an Standorten abgeschalteter Kraftwerke zu installieren, da dort bereits Infrastrukturen existieren. 2020 etwa ging der „Big Battery“-Großspeicher auf dem Gelände des ehemaligen Braunkohlekraftwerks Schwarze Pumpe in der Lausitz ans Netz und trägt mit 53 Megawattstunden (MWh) Speicherkapazität und 50 Megawatt (MW) Leistung zur Netzstabilität bei. In Belgien wird eine Nummer größer gespeichert – Anfang des Jahres schaltete man 40 TESLA-Megapacks zusammen. Die Anlage hat eine Gesamtkapazität von 100 MWh und kann 50 MW Ausgangsleistung bereitstellen. Die Batterien der aktuellen Großspeicher verwenden überwiegend Lithium-Verbindungen, die auf der einen Seite einen sehr hohen Wirkungsgrad aufweisen, aber nicht für längere Speicherdauer (multiday oder seasonal) geeignet sind. Auch die hohe Abhängigkeit von chinesischen Produktionsstandorten und die nicht gerade umweltschonende Rohstoffgewinnung sind problematisch.

Das Fraunhofer-Institut forscht daher inzwischen an Zink-Ionen und auch Natrium-Ionen-Batterien. Innovative Cleantech-Unternehmen wie zum Beispiel Peak Energy aus San Francisco verzichten in der Zukunft vollständig auf bedenkliche Materialien. Das 2016 gegründete Münchner Start-up Voltstorage etwa will eine neuartige Batterie mit Redox-Flow-Technologie auf den Markt bringen – eine Flüssigbatterie, die über eine Art externes Tanksystem kontinuierlich mit frischer Elektrolytlösung versorgt wird, was die Lebensdauer enorm erhöhen kann. Bis zu zehnfach höhere Ladezyklen im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien sollen möglich sein. Da bisher häufig das giftige und sehr teure Schwermetall Vanadium eingesetzt wurde, wollen die Entwickler von Voltstorage das Redox-Flow-Prinzip entgiften, und setzen auf Eisen-Salz Komponenten, die zu den häufig vorkommenden Rohstoffen gehören und

Der Bedarf an Energie wächst un-aufhaltsam. Ein Großteil davon wird bald aus regenerativen Quellen stammen. Aber wie speichert man den Strom in großen Mengen, um gefährliche Schwankungen im Netz zu vermeiden? Das Rennen um die beste Technologie ist voll im Gange.

umweltschonender gewonnen werden können. Redox-Flow-Batterien eignen sich aufgrund ihres komplexeren Aufbaus und der geringeren Energiedichte weniger für mobile Anwendungen, umso mehr jedoch für Stromgroßspeicher. Da der Lithiumpreis in den vergangenen zehn Jahren um den Faktor 10 gestiegen ist, könnten Redox-Flow-Batterien, die sich günstiger herstellen lassen, in LDES-Systemen eine Alternative sein.

Zu den mechanischen Energiespeichern gehören Pumpspeicherkraftwerke, die in Deutschland seit Langem im Einsatz sind. Sobald es einen Stromüberschuss oder günstigen Strom im Netz gibt, wird dieser dazu verwendet, Wasser von einem Unterbecken in einen höher gelegenen Stausee zu pumpen, um so die Energie in Form der großen Wassermenge zu speichern. Steigt der Energiebedarf, kann Wasser als eine Art künstlicher Wasserfall hinab in das Unterbecken durch Turbinen geleitet werden und Strom erzeugen. Aktuell sind in Deutschland rund dreißig Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb, die zusammen etwa 7 Gigawatt (GW) Leistung bringen und rund 35 Gigawattstunden (GWh) Strom speichern. Pumpspeicherkraftwerke können in Deutschland – große Gefälle und viel Platz in der Landschaft sind Voraussetzung – kaum weiter ausgebaut werden.

Aber auch unter Wasser kann man Strom speichern, holländische Entwickler von Ocean Grazer planen, unterhalb von Offshore-Windparks am Meeresboden Wasser in schlauchartige Blasen zu pumpen. Bei Bedarf fließt das unter hohem Druck stehende Wasser aus den Tiefseeblasen zurück durch Turbinensysteme, die sich bereits im Staudambau bewährt haben, und erzeugt so Strom.

Ähnlich funktionieren Druckluftspeicher; Ende 2022 ging in der chinesischen Stadt Zhangjiakou ein solcher Speicher mit 100 MW Leistung ans Netz. Konzipiert wurde das System am Institut für Technische Thermophysik (IET) der Chinesischen Akademie der Wissenschaften. Strom aus Wind- und Solaranlagen wird zum Verpressen von Luft in unterirdische Kavernen verwendet. Bis zu 130 GWh Strom sollen so gespeichert werden können. Bei erhöhtem Strombedarf wird die gespeicherte Druckluft zurück durch Turbinen geleitet, die Stromgeneratoren antreiben.

Schwerkraftbasiert, ähnlich wie ein Pumpspeicherkraftwerk arbeitet das Betonspeicherkraftwerk von Energy Vault aus der Schweiz. An kranartigen Türmen werden mit überschüssigem grünem Strom mehrere je 30 Tonnen schwere Betonblöcke in die Höhe gezogen. Lässt man die Blöcke des Hubspeichers in die Tiefe rauschen, treiben sie einen Stromgenerator an. Die brachialen Stromtürme erinnern an eine großstädtische Dauerbaustelle, sollen aber immerhin einen Wirkungsgrad von bis 85 Prozent haben. In China befindet sich aktuell ein gigantischer Hubspeicherkubus von Energy Vault im Bau, der an ein riesiges Industrielager im Speckgürtel einer Megacity erinnert und eine Speicherkapazität von bis zu 2 GWh haben soll.

Zu den außergewöhnlichsten mechanischen Stromspeichern gehören Schwungradspeicher. Sie sind schon



2

seit Langem erforscht und erprobt, wurden aber bisher nicht im großen Maßstab zur Stromspeicherung eingesetzt.

Ein kinetischer Rotationsmassenspeicher (RKS) ist eine Art sehr schwerer Kreisel, der in einem möglichst luftleeren Gehäuse durch einen Elektromotor in Drehung versetzt wird. Schaltet man den Antrieb ab, dreht sich der Kreisel aufgrund seiner Masse noch lange weiter, gibt dann die gespeicherte Bewegungsenergie an einen Stromgenerator ab. Optimale Systeme können einen Wirkungsgrad von bis zu 95 Prozent erreichen. Forscher des Instituts für Mechatronischen Maschinenbau an der Technischen Universität Dresden untersuchten bis 2021 im Rahmen des DEMIKS-Projektes, wie optimierte RKS-Systeme in der Zukunft eingesetzt werden könnten. Die langlebigen Schwungräder, so das Projektziel, könnten an Windkraftanlagen platziert werden und bis zu 500 KWh Strom speichern. Mehrere kleinere und leichter dimensionierte Schwungradspeicher, die sich schneller drehen, dafür aber weniger Masse haben (je circa 100 KWh Kapazität), fasst das israelische Start-up Zooz in seinen kinetischen Batteriesystemen, den Kinetik Power Boostern, zusammen, die zunächst als dezentrale Speicher etwa für die Ladeinfrastruktur für E-Autos eingesetzt werden sollen. Auch Stornetic aus Deutschland bietet modular erweiterbare Schwungradspeicher an – ein Referenzprojekt wurde unter anderem am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) umgesetzt.

Einen thermischen Speicher will das amerikanische Start-up Rondo Energy im industriellen Maßstab auf den Markt bringen. Mit grünem Strom aus Solar- und Windanlagen sollen riesige Ziegelsteinstapel auf bis zu 1500 Grad Celsius aufgeheizt werden, die in isolierten

Stahlbehältern angeordnet sind. Die Steine halten die Wärmeenergie bis zu einigen Tagen. Die Wärme steht dann für industrielle Anwendungen oder als Dampf zum Antrieb von Stromgeneratoren zur Verfügung – bis zu 300 MWh Speicherkapazität sollen realisierbar sein, was immerhin dem Jahresstromverbrauch von 65 Vierpersonenhaushalten entspricht. Andere Start-ups arbeiten an ähnlichen Konzepten – Beton, Lavagestein, Salz oder Sand sind deren alternative Speichermedien.

Chemische Speicherung von Wind- oder Solarstrom ist in elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff möglich und sogar für saisonale Langzeitspeicherung geeignet. Wasserstoff gilt als der Energieträger der fossilfreien Zukunft, da er sowohl zur Stromerzeugung, aber auch zur CO₂-freien Verbrennung geeignet ist. Für die Stahlerzeugung etwa werden sehr hohe Temperaturen benötigt, die bisher durch die Verbrennung von Kohle bei enormem CO₂-Ausstoß erreicht wurden – die Umstellung des Prozesses auf grün erzeugten Wasserstoff könnte eine Lösung zu sein. Wasserstoff hat aber auch Nachteile; für den Elektrolyseprozess werden große Mengen Wasser benötigt. Und das Gas ist sehr flüchtig, daher nur mit großem Aufwand transportier- und speicherbar. Das „Underground Sun Storage 2030“-Projekt der RAG Austria AG testet aktuell die Speicherung von grünem Wasserstoff in den Tiefen einer ehemaligen Erdgaslagerstätte.

Die weltweit steigende Elektrifizierung, insbesondere auch der Entwicklungsländer, zieht einen enormen Bedarf an Strom und Energie nach sich. Eine hochkomplexe, neue emissionsfreie Industrie zur Stromerzeugung, Verteilung und Speicherung entsteht gerade, und nur, wenn weltweit vernetzt geplant wird, kann diese Transformation auch gelingen. ●

BILD:

2

Hier wird grüner Wasserstoff in den Tiefen einer ehemaligen Erdgaslagerstätte gespeichert: „Underground Sun Storage 2030“

FOTO: 2 RAG / TV I