

# **STROM SPEICHERN – MIT SCHWUNG, LUFT UND SAND**

EIN BERICHT VON BERNWARD JANZING

## **NEBEN PUMPSPEICHERN GIBT ES EIN GANZES SPEKTRUM AN ENERGIESPEICHERN. EIN VIELVERSPRECHENDER BLICK AUF TECHNIKEN UND VERSUCHSANLAGEN.**

Mit dem fortschreitenden Ausbau Erneuerbarer Energien wird künftig immer mehr Überschussstrom anfallen, der zeitweise gespeichert werden muss – sei es im Tagesverlauf oder saisonal. Dies lässt sich nicht alleine mit Pumpspeichern bewerkstelligen, zumal ihr weiterer Ausbau in Deutschland nur noch begrenzt möglich ist. Deshalb arbeiten Forschung und Industrie an alternativen Speichertechnologien wie Druckluft, verflüssigter Luft und Schwungrädern sowie an innovativen Batterietechnologien.

### **Energie aus verdichteter Luft**

Nicht alle Verfahren sind grundsätzlich neu. Die Druckluftspeicherung, international bekannt als «Compressed Air Energy Storage» (CAES), ist bereits seit fast 50 Jahren im Einsatz. 1978 ging im niedersächsischen Huntorf das weltweit erste kommerzielle CAES-Kraftwerk in Betrieb. Dort wird in Zeiten von Stromüberschuss Luft in unterirdische Salzkavernen gepresst und mit einem Druck bis zu 72 bar gespeichert, was Kapazitäten von maximal 480 Megawattstunden (MWh) ermöglicht – im Tagesrhythmus eine attraktive Dimension. Der Wirkungsgrad dieser Technik ist jedoch gering und liegt laut Betreiber bei etwa 42 Prozent, weshalb die Anlage in Huntorf bislang die einzige ihrer Art in Deutschland geblieben ist.

Die geringe Effizienz ist physikalisch bedingt: Bei der Kompression erhitzt sich die Luft stark und die entstehende Wärme geht weitgehend ungenutzt an die Umgebung verloren. Bei der späteren Expansion kühlt die Luft hingegen rasch ab – ein Effekt, den man vom Fahrradschlauch kennt: Beim Aufpumpen wird die Luft warm, beim Ablassen kalt. In einer CAES-Anlage würde die expandierende Luft ohne Wärmezufuhr derart abkühlen, dass die Turbine vereist. Um dies zu verhindern, wird die Luft vor der Turbine typischerweise mit Erdgas erwärmt. Das wiederum verursacht zusätzliche Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Eine deutlich höhere Effizienz könnten «adiabate Druckluftkraftwerke» erzielen. Hier wird die Wärme, die beim Zusammenpressen der Luft entsteht, gespeichert und später zum Anheizen der wieder expandierenden Luft genutzt. Auf diese Weise ließen sich Wirkungsgrade von bis zu 70 Prozent erreichen.

Bislang existiert diese Technik jedoch nur auf dem Papier, denn die Kosten sind hoch. Im Jahr 2006 legte die EnBW ein angekündigtes Druckluftspeicher-Vorhaben wieder auf Eis, weil der wirtschaftliche Nutzen in keinem angemessenen Verhältnis zum Aufwand stand. Ähnlich verlief ein Projekt von RWE, das zusammen mit Partnern in Staßfurt/Sachsen-Anhalt ein Druckluftspeicherkraftwerk mit einer Leistung von rund 90 Megawatt plante. Doch auch dieses Vorhaben wurde 2015 «mangels konkreter Marktperspektive» aufgegeben. «Das war ein tolles Projekt, aber damals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig», sagt Professor André Thess vom Institut für Gebäudeenergie-technik, Thermotechnik und Energiespeicherung der Universität Stuttgart. Er hatte an der Machbarkeitsstudie für RWE mitgewirkt – und plädiert dennoch dafür, das Konzept künftig erneut aufzugreifen.

### **Großanlage in Nordrhein-Westfalen geplant**

Tatsächlich gibt es inzwischen mehrere Unternehmen, die sich an diese Technologie heranwagen. Die starken Preisschwankungen am Strommarkt – mit günstigen Überschussmengen aus Photovoltaik zur Mittagszeit und Engpässen samt hohen Börsenstrompreisen in den Abendstunden – verschaffen dem Geschäftsmodell der Stromspeicherung derzeit erheblichen Rückenwind.

So plant das niederländische Unternehmen Corre Energy ein Projekt in Ahaus in Nordrhein-Westfalen. Dort sollen in unterirdischen Salzkavernen Luftdrücke von bis zu 200 bar erzeugt werden, was eine Speicherkapazität von rund 25 Gigawattstunden (GWh) ermögliche. Die finale Investitionsentscheidung ist für spätestens Anfang 2027 vorgesehen, die erste Ausbaustufe könnte bis 2030 in Betrieb gehen.

Im ersten Bauabschnitt will Corre Energy darauf verzichten, die anfallende Wärme zum Erhitzen der expandierenden Luft zu speichern, um die Investitionssumme niedrig zu halten. «Die potenzielle Nutzung dieser Wärme bleibt aber weiterhin zentraler Untersuchungsgegenstand», betont das Unternehmen und gibt sich auf Nachfrage hinsichtlich der Rentabilität optimistisch. Die Anlage verspreche hohe jährliche Betriebszeiten und könne so über lange Zeiträume hinweg Gewinne aus den Preisschwankungen des Strommarkts erzielen. Zudem sei die Flexibilität bemerkenswert: Der Wechsel zwischen Speicher- und Erzeugungsbetrieb dauere nur wenige Sekunden.

Doch vor Ort werfen einige Menschen Corre Energy mangelnde Transparenz vor – insbesondere zum hohen Wasserverbrauch und zum Verlust knapper Ackerflächen durch das Großprojekt. Auch die regionale Presse bleibt skeptisch: «Die Kommunikation von Corre Energy wird nicht besser», schrieb im Mai 2025 die Münsterland Zeitung und fragte: «Unseriös oder intransparent? Wann geht dem Druckluftspeicher die Puste aus?

### **Auch andere setzen auf Druckluftspeicherung**

Das Ahaus-Projekt ist nicht das einzige geplante Vorhaben, auch anderswo findet die Idee der Druckluftspeicherung Zuspruch. Im Juni 2025 kündigte das israelische Unternehmen Augwind den Bau seiner weltweit ersten kommerziellen «AirBattery» an, die 2027 in Deutschland in Betrieb gehen soll. Die Anlage nutzt ebenfalls Druckluft zur Speicherung in unterirdischen Salzkavernen und soll Energie für mehrere Tage bis Monate vorhalten können.

Augwind gibt einen Wirkungsgrad von 47 Prozent an und betont als Vorteil, dass die eingesetzte Technik kaum verschleiß würde und eine Lebensdauer von 40 Jahren verspreche. Gründer und Geschäftsführer Or Yogev erklärte, der Markteinstieg in Deutschland werde zeigen, «dass die langfristige Energiespeicherung zur Netzstabilisierung nicht nur technisch machbar, sondern auch wirtschaftlich sinnvoll ist».

Konkrete Standorte fehlen bislang noch: Man habe in Deutschland grundsätzlich keine regionale Präferenz, sei derzeit mit vielen Kavernenbetreibern im Gespräch und konzentriere sich auf Standorte im Nordwesten und Osten Deutschlands, wo es mehr als 400 geeignete Kavernen gebe. Das unterirdische Speicherpotenzial liege bei 330 Terawattstunden, das sind etwa 60 Prozent des jährlichen Stromverbrauchs in Deutschland. Kavernen werden aber ebenfalls zur Lagerung von Erdgas genutzt und stehen künftig auch im Fokus der Wasserstoffwirtschaft – es gibt hier also durchaus Interessenskonflikte.

### **Flüssige Luft als weitere Alternative?**

Eine Variante der Luftspeicherung ist die «Liquid Air Energy Storage» (LAES), auch «kryogene Energiespeicherung» genannt. Dabei wird überschüssiger Strom genutzt, um Luft zu komprimieren und auf minus 190 Grad Celsius abzukühlen. So wird die Luft flüssig und kann bei niedrigem Druck in Tanks gelagert werden – mit der 700-fachen Dichte der Umgebungsluft. Benötigt man später Strom, wird die flüssige Luft erwärmt und verdampft. Dabei dehnt sich das Gas aus und treibt eine Turbine an, die an einen Generator zur Stromerzeugung gekoppelt ist.

Der Wirkungsgrad in der Praxis liegt lediglich bei etwa 25 Prozent, durch Speicherung der Verdampfungskälte steigerbar auf maximal 40 Prozent. «Von den Kosten her ist das derzeit zwar noch nicht attraktiv», räumt André Thess von der Universität Stuttgart ein. Ein Vorteil von LAES sei aber, dass die Technik standortunabhängig eingesetzt werden könne. Allerdings müsse sie billiger werden, so Thess, was durch Skaleneffekte – also die Anwendung der Technologie in großem Maßstab – durchaus möglich sei.

Anderswo gibt es bereits Anläufe: Im Jahr 2020 kündigte das britische Unternehmen Highview Power den Bau des weltweit größten Flüssigluftspeichers in Carrington bei Manchester an. Die mit einer staatlichen Förderung von zehn Millionen Pfund realisierte Anlage soll 50 Megawatt

Leistung mit 300 Megawattstunden Kapazität erreichen und in diesem Jahr betriebsbereit sein. Seit 2018 betreibt das Unternehmen eine entsprechende 5-Megawatt-Demonstrationsanlage. Eine noch größere Anlage ist bei Hunterston in Schottland geplant, die mit 2,5 Gigawattstunden Speichervolumen rund achtmal so groß dimensioniert ist. Derweil hat sich in Deutschland die Kältetechnikfirma Linde aus der Technologie zurückgezogen.

### **Schwerkraftbatterien: Lageenergie als Speicher**

Neben Druckluftkonzepten gibt es auch solche, bei denen Lageenergie zum Einsatz kommt, also die Gewichtskraft von schweren Massen – hier sind der Kreativität kaum Grenzen gesetzt. So hat das Schweizer Unternehmen Energy Vault einen Stromspeicher entwickelt, bei dem Betonquader oder mit Bauschutt befüllte Stahlfässer mit einem sechsarmigen Kran bis zu 100 Meter hoch gestapelt und wieder heruntergelassen werden. Der Testturm steht in Arbedo-Castione im Tessin.

Jedes der Gewichte wiegt rund 35 Tonnen. Je nach Anzahl der verwendeten Quader erreicht die Anlage eine Speicherkapazität von 10 bis 35 Megawattstunden. Für 10 Megawattstunden benötige man 4.500 Betonquader auf einer Fläche von 5.000 Quadratmetern, rechnet das Unternehmen vor und stuft das Verfahren als energetisch effizient ein: 90 Prozent der eingelagerten Energie könnten so wiedergewonnen werden.

### **«Sandenergie» aus Bergwerken**

Anstelle von Gewichten kann auch Sand als Träger von Lageenergie genutzt werden. Bei dieser als «Underground Gravity Energy Storage» (UGES) bezeichneten Methode wird in stillgelegten Bergwerkschächten Sand abgelassen, um Strom zu erzeugen, und mit Überschussstrom wieder zutage gefördert. Das Internationale Institut für angewandte Systemanalyse (IIASA) in Laxenburg bei Wien untersuchte die Technik per Simulation: UGES eigne sich – wie alle Schwerkraftbatterien – für die saisonale Speicherung, da während der Speicherdauer keine Verluste auftreten. Laut einer aktuellen Studie des IIASA verfüge die Technologie über ein Potenzial von 75 Terawattstunden. Die Energiespeicherkapazität einer Mine mit vier Millionen Tonnen Sand und einem durchschnittlichen Höhenunterschied von 200 Metern betrage 1,74 Gigawattstunden.

Noch ist alles Theorie. Um die Praxistauglichkeit zu demonstrieren, haben die Forscher:innen vorgeschlagen, im südafrikanischen TauTona-Bergwerk ein 1,35-GW-Solarkraftwerk mit einer 100-GWh-UGES-Speicheranlage zu verbinden. Diese Goldmine wäre aufgrund ihrer enormen Tiefe von bis zu 3,9 Kilometern, der zahlreich vorhandenen unterirdischen Hohlräume und der bestehenden Infrastruktur die ideale Wahl. Zudem beträgt die Entfernung des Solarkraftwerks und des Speichers zum energiehungrigen Johannesburg nur rund 70 Kilometer. Der Gesamtwirkungsgrad dieser Technik könne, so die Schätzungen, etwa 77 Prozent erreichen.

### **Eine neue Generation: Redox-Flow-Batterien**

Eine Speichertechnik, die die Vorzüge normaler Batterien mit höherer Betriebssicherheit und reduzierter Umweltbelastung verbindet, ist die Redox-Flow-Batterie. Bei dieser steckt die Energie in zwei Flüssigkeiten, die in getrennten Tanks gelagert werden. Wird die Batterie geladen, nimmt die eine Flüssigkeit Elektronen von der anderen auf, beim Entladen fließen die Ladungsträger wieder zurück. Der große Vorteil dieser Technologie liegt in der Skalierbarkeit: Größere Tanks erhöhen die Kapazität.

Ein Großprojekt dieser Art errichtet das Unternehmen Flexbase Group derzeit in der Schweiz am «Stern von Laufenburg», wo in einer Schaltanlage 41 internationale Hochspannungsleitungen aus Deutschland, Frankreich und der Schweiz zusammenlaufen – ein europaweit einzigartiger Knotenpunkt. Die bestehende Infrastruktur ermögliche einen «direkten Anschluss des Batteriespeichers ohne Umwege und Verlustleistung», erklärt Geschäftsführer Marcel Aumer. Der Speicher soll eine Kapazität von 1,6 Gigawattstunden und 800 Megawatt Leistung für rund zwei Stunden bieten. Hierzu plant Flexbase den Bau von 960 Tanks mit 260 Millionen Litern Elektrolyt. Die Batterieanlage nimmt entsprechend viel Platz ein: Das Gebäude wird 240 Meter lang, 80 Meter breit, 30 Meter hoch und reicht 25 Meter tief in den Untergrund – nach aktuellem Stand die weltgrößte Redox-Flow-Batterie, wie das Schweizer Unternehmen betont. Im Augenblick steht die größte in China, mit einer Kapazität von 400 Megawattstunden.

### **Langlebigkeit und hoher Wirkungsgrad**

Flexbase hebt die Nachhaltigkeit hervor: Weniger bis gar keine seltenen und problematischen Materialien wie Lithium oder Kobalt kämen zum Einsatz, außerdem bestehe eine hohe Langlebigkeit und im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien eine geringere Anfälligkeit für Überhitzung oder Brände. Den Wirkungsgrad beziffert das Unternehmen auf etwa 80 Prozent, was etwas unterhalb von dem klassischer Batterien liegt, aber vergleichbar mit Pumpspeicherwerken ist. Verluste entstünden hauptsächlich durch den Stromverbrauch der Pumpen.

Die derzeit ausgereifteste Variante nutzt Vanadium-Salze in unterschiedlichen Oxidationsstufen, gelöst in 30 Prozent konzentrierter Schwefelsäure mit Wasser. Da beide Elektrolyte auf demselben Element basieren, verhindert das Verunreinigungen durch Diffusion. Das macht die Vanadium-Batterie robuster als manch andere Redox-Flow-Batterie, zum Beispiel die Zink-Brom-Variante. Da in Laufenburg noch einige Details offen sind, will das Unternehmen erst 2027 entscheiden, welche Technologie dort zum Zuge kommt. Die Inbetriebnahme des Speichers soll 2028 erfolgen.

### **Eine Palette flexibler Kleinspeicher**

Neben Großanlagen gibt es Nischentechnologien, die zwar aufgrund ihrer bescheidenen Speichermengen am Energiemarkt keine Rolle spielen, aber gleichwohl attraktiv sind, um beispielsweise eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherzustellen. Dazu zählen Schwungradspeicher, Hochleistungskondensatoren (sogenannte «Supercaps») und Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES).

Schwungradspeicher sind etabliert, etwa in Notstromaggregaten oder zur Lastpufferung im Netz. Die Energie wird dabei mittels eines großen, im Beinahe-Vakuum rotierenden Drehkörpers gespeichert. Die Technische Universität Dresden entwickelte einen solchen «rotationskinetischen Speicher» mit einer Spitzenleistung von 500 Kilowatt und einer Kapazität von 500 Kilowattstunden – dieser komme für den dezentralen Einsatz in Windparks in Betracht, sagt Frank Hänel, wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Mechatronischen Maschinenbau der Technischen Universität Dresden.

Das Forscherteam testete die Grenzen von Werkstoffen, Dichtungen und Lagern: 42 Tonnen auf 3.000 Umdrehungen pro Minute. Die Masse sei dabei aber weniger wichtig als die Umdrehungszahl, erklärt Hänel, denn mit doppelter Masse verdopple sich die speicherbare Energiemenge, bei doppelter Drehzahl vervierfache sie sich hingegen. Doch wirtschaftlich einsetzbar, bilanziert er, sei das Verfahren aktuell noch nicht.

### **Technologien für kurze Zeiträume**

Vor allem da, wo es um die kurzfristige Stabilisierung der Netze und um die Sicherung von Solarstrom für die Nacht geht, können die vielfältigen Speicheroptionen in Zukunft ihre Rolle finden. Dass man hierfür eine zusätzliche Infrastruktur aufbauen muss, liegt auf der Hand. Denn vor allem für die saisonale Speicherung – und künftig auch für die Schwerindustrie sowie den Schwerlast- und Fernverkehr – müssen ganz andere Kapazitäten geschaffen werden. Hierfür kommen im Grunde nur eingelagerte Gase, allen voran Wasserstoff, infrage.

Welche der vorgestellten Technologien zur kurzfristigen oder saisonalen Speicherung künftig zum Einsatz kommen – ob neuartige Pumpspeicher, Druckluft-, Schwung- oder neuartige Batteriesysteme –, hängt von vielen Faktoren wie geologischer Eignung oder Konkurrenz zur Landwirtschaft und anderen Interessen ab.

Dafür braucht es auch regulatorische Impulse, doch die Stromspeicherstrategie des Bundeswirtschaftsministeriums von 2023 bleibt diesbezüglich vage. Sie setze «hauptsächlich auf Pumpspeicherwerke und Batteriespeicher», wie der Verband kommunaler Unternehmen in einer Stellungnahme anmerkt. Weitere Optionen wie Wärmespeicher oder die Energiespeicherung in anderen Medien – beispielsweise Wasserstoff – und deren Rückverstromung würden «leider nicht adressiert, sollten aber gleichbehandelt werden», heißt es weiter. Abzuwarten bleibt, wie die Politik den dringenden Ausbau vorantreibt, denn der Bedarf wächst mit den Erneuerbaren rapide und der Markt wartet auf klare Vorgaben.

Der Umwelt zuliebe wurde auf die Wiedergabe von Fotos in der Druckversion verzichtet.  
Nachdruck, Aufnahme in Online-Dienste sowie die Vervielfältigung auf Datenträgern nur nach  
Genehmigung des Herausgebers.

© 11. Mai 2026 | ENERGIEWENDE-MAGAZIN