

Zeitschrift: Tec21
Band: 138 (2012)
Heft: 38: Strom speichern

Artikel: Speichertechnologien für das Stromnetz
Autor: Ulbig, Andreas
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-309276>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 19.11.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

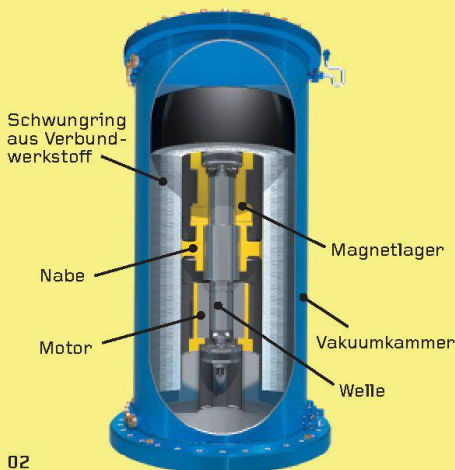
SPEICHERTECHNOLOGIEN FÜR DAS STROMNETZ

Der Ausbau der Stromerzeugung mit Windturbinen und Fotovoltaik erfordert grössere Speichermöglichkeiten, um die schwankende Stromproduktion mit dem Strombedarf in Einklang zu bringen. Für die kurz- oder längerfristige Speicherung stehen eine ganze Reihe verschiedener Technologien zur Verfügung, die sich hinsichtlich Standortansprüchen, Kosten, Wirkungsgraden und Entwicklungsreife unterscheiden.



01

Sowohl für die kurzfristige Pufferung von Stromerzeugungs- und Lastspitzen über wenige Minuten bis hin zu mehreren Stunden als auch für die mittel- und längerfristige Zwischenspeicherung von Energie über mehrere Tage bis Monate existieren verschiedene Speichertechnologien. Die Spanne reicht von mechanischen Speichern, in denen Energie in Form von kinetischer oder potenzieller Energie gespeichert wird, über thermische Speicher, in denen Energie mittels thermodynamischer Wärme- und Kälteprozesse in Form von thermischer Energie gespeichert wird, bis hin zu elektrochemischen Speichern, bei denen Energie in Form von chemischen Bindungen gespeichert wird. Ebenso gibt es auch Speichertechnologien, in denen Mischformen realisiert sind. Im Folgenden werden die derzeit relevantesten Technologien für die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Quellen vorgestellt.



02

MECHANISCHE SPEICHER

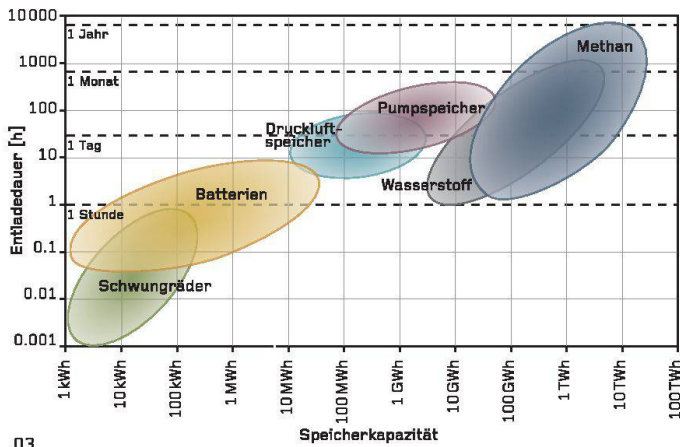
Pumpspeicher und Speicherseen: Die mit grossem Abstand am meisten genutzte Speichertechnologien für das Stromnetz (>99% der weltweit genutzten Speicherkapazität) sind Pumpspeicher und Speicherseen. Pumpspeicher werden normalerweise zur kurzfristigen Energiespeicherung (wenige Minuten bis viele Stunden) verwendet und haben einen Wirkungsgrad von etwa 80–85%. Speicherseen mit ihrer teilweise riesigen Speicherkapazität können zusätzlich für den mittelfristigen Energieausgleich über mehrere Tage und Wochen und auch als saisonale Speicher über mehrere Monate verwendet werden. Die Schweizer Speicherseen können mit ihrer Speicherkapazität von ca. 9TWh mehr als 10% des jährlichen Stromverbrauchs zwischenspeichern (ca. 60TWh).

Das vorhandene, stark von der Geografie abhängige Potenzial für Pumpspeicher und Speicherseen wird in den meisten Ländern bereits zum grösseren Teil genutzt. Das Ausbaupotenzial ist aus diesem Grund sowie durch Umweltauflagen weltweit begrenzt.

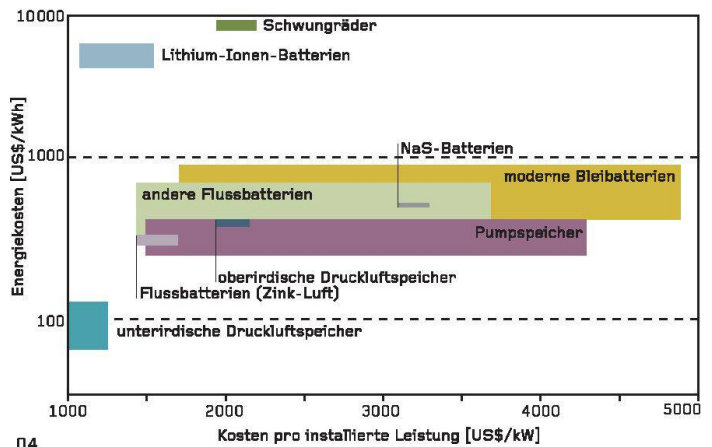
Schwungräder: Ein solches Speichersystem wird geladen, indem beim Beschleunigen eines Schwungrades durch einen Elektromotor elektrische Energie in Rotationsenergie umgewandelt wird. Beim Entladen wird das Schwungrad durch den Generator gebremst und kinetische wieder in elektrische Energie zurückgewandelt.

Vorteile von Schwungrädern sind die sehr schnelle Zugriffszeit (im Millisekundenbereich), keine Probleme bei einer Tiefenentladung, die bei Batterien zu einer vorschnellen Alterung führt, und der hohe Wirkungsgrad (>97%) beim Einsatz als Kurzzeitspeicher für wenige Minuten. Zudem können sie an nahezu jedem Standort installiert werden. Die Lebensdauer ist mit über 100000 Speicherzyklen sehr hoch. Der wichtigste technische Nachteil ist, dass bei Speicherzyklen, die länger als ein paar Minuten dauern, die Reibungsverluste durch das Rotorlager sehr schnell ansteigen. Beim 2011 in Stephentown im US-Gliedstaat New York realisierten Projekt (20MW_{el}, 5MWh) beträgt der Verlust nach einer Stunde Speicherzeit ca. 50% (Abb. 1 und 2).

01 + 02 Das im vergangenen Jahr in Stephentown im US-Bundesstaat New York in Betrieb genommene erste Schwungrad-Speicherkraftwerk. Die insgesamt 200 blauen Behälter enthalten jeweils ein zylinderförmiges Schwungrad von etwa 1,5 m Höhe und 91 cm Durchmesser (Foto und Grafik: Beacon Power)



03



04

Druckluftspeicher: In einem Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage [CAES]) wird komprimierte Luft als Speichermedium verwendet. Beim Ladevorgang verdichtet ein elektrischer Kompressor Umgebungsluft auf einen Druck von ca. 50–75 bar. Die dabei entstehende Abwärme wird je nach Art des Druckluftspeichers entweder in einem zusätzlichen Wärmespeicher gespeichert oder ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Die abgekühlte Druckluft wird in einem grossen unterirdischen Speicher, z.B. einer luftdichten Salzkaverne, eingelagert. Beim Entladevorgang treibt die herausströmende Druckluft eine Turbine an und erzeugt dadurch Strom. Da sich Druckluft beim Entspannen sehr stark abkühlt, muss diese vorher noch erhitzt werden, entweder durch den noch heissen Wärmespeicher, durch das Verbrennen von Erdgas oder durch beides. Weltweit gibt es bisher erst zwei Druckluftspeicher, allerdings sind beide schon jahrzehntelang in Betrieb. Die erste Anlage (321 MW_{el}, 640 MWh) wurde 1978 ohne Wärmespeicher und daher nur mit einem Wirkungsgrad von 40 % in Huntorf in Niedersachsen, Deutschland, erbaut (vgl. TEC21 42-43/2007). Ein zweites Kraftwerk (110 MW_{el}, 2860 MWh) ist seit 1991 im US-Gliedstaat Alabama in Betrieb und besitzt zumindest einen kleinen Wärmespeicher, wodurch die Effizienz auf 54 % ansteigt. Die nächste Generation, sogenannte adiabate Druckluftspeicher, soll deutlich grössere Wärmespeicher besitzen, die das Erhitzen der Druckluft durch Erdgas bei einem normalen Speicherzyklus überflüssig machen. Das Ziel ist es, eine Speichereffizienz von 75 bis 85 % zu erreichen. Diese nimmt bei längerer Speicherdauer (> 1 Tag) allerdings ebenfalls deutlich ab. Die erste Anlage im Industriemassstab (90 MW_{el}, 360 MWh) soll 2013 in Stassfurt in Sachsen-Anhalt, Deutschland, gebaut werden. Geeignete Standorte liegen in Europa vor allem nahe der Nordseeküste, wo es sowohl grosse unterirdische Kavernen als auch viele Windparks gibt.

ELEKTROCHEMISCHE SPEICHER

Batterien: Es existieren zahlreiche Batterietechnologien, die für die Zwischenspeicherung von Strom aus Wind- und PV-Anlagen geeignet sind. Unterschieden wird zwischen Batteriesystemen mit internem Energiespeicher, wie die bekannten Lithium-Ionen-Batterien, und solchen mit externem Speicher, sogenannten Flussbatterien wie z.B. Redox-Flow-Batterien. Bei letzteren wird die Elektrolytflüssigkeit, das eigentliche Energiespeichermedium, zwischen zum Teil hausgrossen Tanks und dem Energiekonverter hin- und hergepumpt. Als Elektrodenmaterialien werden u.a. Zink oder Vanadium eingesetzt. Der Gesamtwirkungsgrad von Flussbatterien kann bis zu 75 % betragen. Weltweit sind zahlreiche Flussbatterien, meistens Vanadium-Redox-(VR)-Batteriezellen, im Einsatz. Die beiden grössten VR-Batteriesysteme werden in Japan (4 MW, 6 MWh), als Energiepuffer für einen Windpark, und im US-Gliedstaat Kalifornien (0.6 MW, 3.6 MWh), zur Reduktion der teuren Spitzenlast einer Industrieanlage, verwendet. Die Vorteile von modernen Batterietechnologien mit internem Energiespeicher, wie Lithium-Ionen und anderen, liegen in den hohen Wirkungsgraden (>80–85 %), in der sehr schnellen Reaktionszeit im Millisekundenbereich und damit im flexiblen Einsatz in Netzanwendungen. Die Energiespeicherkapazität aller Arten von Batteriesystemen ist aber klein im Vergleich zu Druckluft- und Pumpspeichern. Der grösste Nachteil sind die immer noch sehr hohen Investitionskosten von Batterien im Vergleich zu Pumpspeichern. In den letzten zwei Jahren sind die Batteriepreise allerdings deutlich gesunken.

03 + 04 Welche Speichertechnologie sich für welchen Anwendungsbereich eignet – von Kurzzeit- bis Saisonspeicherung –, hängt von ihren technischen Eigenschaften ab, z.B. ihrer Speicherkapazität und Reaktionszeit (Abb. 3) sowie den Kosten pro MW_{el} installierter Leistung und MWh zwischengespeicherter Energie (Abb. 4). Stark eingeschränkt wird der Einsatz einzelner Speichertechnologien wie Pump- und Druckluftspeicher zudem durch die geografischen und geologischen Gegebenheiten (Grafiken: IEA, 2012¹/Sterner & Pape, 2011²)

Die grösste Lithium-Ionen-Batterie der Schweiz (1 MW_{el}, 500 kWh), ein Kooperationsprojekt der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) und von ABB Schweiz, ist seit Frühjahr 2012 in Dietikon ZH im Einsatz (vgl. Titelbild). Zeitgleich wächst schweizweit die Zahl an «Plug-in»-Elektro-/Elektrohybrid-Autos, die direkt am Stromnetz aufgeladen werden können. Die aggregierte Batteriekapazität von Elektroautofloten ist neben stationären Batteriesystemen eine weitere für den Netzbetrieb interessante Speicherquelle.

Wasserstoffelektrolyse: Bei der Elektrolyse wird Wasser (H₂O) durch Gleichstrom in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) zerlegt. Der grosse Vorteil von Wasserstoff ist seine hohe Energiedichte. Daher können durch Elektrolyse sehr grosse Strommengen in chemische Energieträger umgewandelt werden, wodurch sie neben Speicherseen eine der wenigen technischen Optionen ist, mit der die saisonalen Produktionsschwankungen von erneuerbaren Energiequellen effektiv ausgeglichen werden können. Der Gesamtwirkungsgrad liegt allerdings im besten Fall – bei Elektrolyse und anschliessender Stromerzeugung in einer Brennstoffzelle oder einem Gaskombikraftwerk – bei nur 40–45%. Ausserdem ist die grossmasstäbliche Speicherung von Wasserstoff technisch nicht ganz einfach und somit teuer. Eine mögliche Zwischenlösung wäre die Beimischung zum Erdgas: Ein Wasserstoff-Anteil von 5–10% im Erdgasnetz ist technisch möglich.

Sabatier-Prozess:



Wasserstoff Kohlendioxid Methan Wasser

05 Im sogenannten Sabatier-Prozess wird der aus der Elektrolyse von Wasser gewonnene Wasserstoff in Methan umgewandelt, das in der Erdgasinfrastruktur gespeichert werden kann

Methanisierung von Wasserstoff: Um langfristig grosse Strommengen chemisch zwischenspeichern zu können, ist ein weiterer Prozessschritt denkbar: die Methanisierung von Wasserstoff zu Methan (CH₄) (Abb. 5). Dies hat den Vorteil, dass das bestehende Erdgasnetz inklusive grosser, unterirdischer Gasspeicherkavernen problemlos genutzt werden kann, denn Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas. Die problematische Wasserstoffspeicherung wäre damit elegant umgangen. Der Gesamtwirkungsgrad sinkt gegenüber der einfachen Wasserstoffelektrolyse allerdings auch im besten Fall (grosstechnische Umsetzung mit bestem technischen Wirkungsgrad) auf ca. 30–40%.

Da in vielen Ländern die Potenziale von Pumpspeichern und Speicherseen begrenzt sind, haben Wasserstoffelektrolyse und Methanisierung – oft als «Power-to-Gas» bezeichnet – als Speicherprozesse grosses Potenzial. In Deutschland beträgt die Speicherkapazität von Pumpspeichern zum Beispiel nur ca. 0.04 TWh. Die Speicherkapazität des Erdgasnetzes und der Erdgasspeicher ist mit ca. 200 TWh mehrere Grössenordnungen höher und beträgt ungefähr ein Drittel des jährlichen Stromverbrauchs (ca. 550 TWh). Die saisonale Zwischenspeicherung von PV-Strom aus dem Sommer- in das Winterhalbjahr erscheint so technisch machbar. Eine erste Testanlage (25 kW_{el}) wird seit 2009 am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart betrieben. Das CO₂ für den Prozess wird aus der Luft entnommen. In einer zehnmal grösseren industriellen Testanlage soll ab Ende 2012 das CO₂ direkt aus industriellen Prozessen gewonnen werden.

THERMISCHE SPEICHER

Elektrothermische Speicher: Eine noch sehr neue Idee ist die Nutzung von elektrothermischen Speichern. Hierbei werden zwei Wärmespeicher, zum Beispiel grosse Wassertanks, miteinander verbunden. In der Ladephase wird in einem Kraft-Wärme-Prozess durch eine Wärmepumpe künstlich ein Temperaturunterschied zwischen den beiden Wärmespeichern erzeugt. In der Entladephase wird im umgedrehten Wärme-Kraft-Prozess durch das Temperaturgefälle zwischen den Wärmespeichern mechanische Kraft und schliesslich elektrischer Strom produziert. Der grosse Vorteil gegenüber anderen grosstechnischen Speichern ist, dass elektrothermische Speicher an fast jedem beliebigen Standort gebaut werden können. Bisher existieren solche Speichersysteme nur in Form von technischen Konzepten und Patenten. Erste Prototypentwicklungen finden zurzeit u.a. bei ABB Schweiz statt. Als Ziel werden Gesamtwirkungsgrade von 50–75% angestrebt.

Anmerkungen

1 Internationale Energieagentur (IEA): Energy Technology Perspectives 2012. Paris, 2012

2 M. Sterner, C. Pape: Towards 100%:

Integration of RE, simulation, scenarios and storage by linking power and gas grids. Vortrag EREF, Brussels, 9.2.2011

Andreas Ulbig, Dipl.-Ing. M.Sc., EEH – Power Systems Laboratory der ETH Zürich, ulbig@eeh.ee.ethz.ch