

Renews Spezial

Ausgabe 57 / März 2012

Hintergrundinformation
der Agentur für Erneuerbare Energien

Strom speichern

www.unendlich-viel-energie.de



Autor:

Eva Mahnke
Jörg Mühlenhoff
Stand: März 2012

Herausgegeben von:

**Agentur für Erneuerbare
Energien e. V.**

Reinhardtstr. 18
10117 Berlin
Tel.: 030-200535-3
Fax: 030-200535-51
kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

Unterstützer:

Bundesverband Erneuerbare Energie
Bundesverband Solarwirtschaft
Bundesverband WindEnergie
Bundesverband Wärmepumpe
GtV - Bundesverband Geothermie
Bundesverband Bioenergie
Fachverband Biogas
Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie

Gefördert durch:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Inhalt

• Die Notwendigkeit von Speichern	4
• Speicherbedarf und -kapazitäten	5
• Anforderungen an Stromspeicher	6
• Kosten von Stromspeichern	8
• Pumpspeicherkraftwerke	9
• Druckluftspeicherkraftwerke	10
• Schwungmassespeicher	12
• Kondensatoren/SuperCaps	13
• Supraleitende Spulen (SMES)	14
• Blei-Säure-Akkumulatoren	16
• Lithium-Ionen-Akkumulatoren	17
• Redox-Flow-Batterien	19
• Wasserstoffspeicher	20
• Synthetisches Methan	22
• Fazit	23
• Glossar	24

Die Notwendigkeit von Speichern

Was der Endverbraucher von Strom oft nicht weiß: die Stromlieferanten müssen dafür sorgen, dass in jedem Augenblick genauso viel Strom produziert wie nachgefragt wird. Das bedeutet, dass in jedem Moment Nachfrage und Angebot genau austariert sein müssen, damit es nicht zu Stromausfällen oder zu Schäden zum Beispiel in Krankenhäusern und Rechenzentren kommt. Wie funktioniert das?

1. Das Stromangebot kann durch den Ausgleich und die Verteilung der vorhandenen Kapazitäten über das Stromnetz reguliert werden. Strom, der an einer Stelle überschüssig ist, wird entsprechend des Bedarfs andernorts abtransportiert.
2. Nachfrageschwankungen können durch die Bereitstellung von Regelenergie mit Hilfe von zum Beispiel schnell anfahrbaren Gasturbinenkraftwerken ausgeglichen werden.
3. Als dritte Regelungsmöglichkeit kommen Stromspeicher in Frage, die je nach Bedarf als Stromquelle oder -senke fungieren.

Schon für eine auf Erdgas-, Kohle- und Atomkraftwerke ausgerichtete Stromversorgungsstruktur stellt die Abstimmung von Stromangebot und -nachfrage eine Herausforderung dar. Mit dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien wird diese Herausforderung komplexer. Vor allem durch den Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, deren Stromproduktion entsprechend der meteorologischen Gegebenheiten fluktuiert, nehmen die Angebotsschwankungen zu. Während das Verhältnis von fluktuierender Leistung (Wind, Sonne) zu regelbarer Leistung (konventionelle Kraftwerke) Ende 2011 bei knapp 1:2 liegt, wird sich dieses Verhältnis nach Einschätzung des Bundesumweltministeriums bis 2030 auf etwa 1:1 verschieben. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch wird nach Berechnungen der Leitstudie des Bundesumweltministeriums von 20 Prozent im Jahr 2011 auf bis zu 40 Prozent im Jahr 2020 steigen. Die Branchenprognose der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) und des Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) sagt für das Jahr 2020 einen Anteil von bis zu 47 Prozent Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch voraus.

Schon jetzt müssen etwa Windenergieanlagen in netzschwachen Regionen wegen Netzüberlastung von Zeit zu Zeit durch die Betreiber vom Netz genommen werden, weil die Transportkapazität nicht ausreicht, um den Strom dorthin zu transportieren, wo er gebraucht wird. Mit dem geplanten Ausbau der Windenergie auf See (Offshore) werden sich diese Probleme noch verschärfen. Der Zubau neuer fossiler Kraftwerkskapazitäten würde die Netzintegration der Erneuerbaren Energien unter diesen Bedingungen zusätzlich erschweren.

Diese Ausgabe der Publikationsreihe Renewes Spezial erklärt die grundlegenden Funktionen von Stromspeichern im deutschen Stromnetz. Die Potenziale und technischen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Stromspeicheroptionen sollen vergleichend präsentiert und diskutiert werden. Weiterführende Fragen des Netzausbaus und die Rolle der Speichertechnologien im deutschen Stromnetz werden ausführlich im Renewes Spezial 50 „Erneuerbare im Netz – Die notwendige Anpassung der Versorgungsstruktur“ erläutert.

Speicherbedarf und –kapazitäten

Im Jahr 2010 standen im deutschen Stromnetz Speicher mit rund 11.025 MW Leistung und einer Kapazität von 40 Mio. kWh zur Verfügung, darunter fast ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke. Mehrere Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke in Luxemburg und Österreich sind dabei durch langfristige Strombezugsrechte und Direktleitungen mit einer Leistung von ca. 3.300 MW Teil des deutschen Stromnetzes.

Durch Zubau und Modernisierung von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland bzw. zum deutschen Stromnetz gehörenden ausländischen Anlagen kann laut AEE-/BEE-Branchenprognose bis 2020 eine zusätzliche Leistung von über 2.500 MW erwartet werden, so dass dann insgesamt über 13.525 MW Leistung von Stromspeichern bereitstehen.

Die Deutsche Energieagentur (Dena) ermittelte zuletzt im November 2010 in der so genannten Netzstudie II, dass im Jahr 2020 eine Leistung deutscher Pumpspeicherkraftwerke von 8.400 MW ausreichen würde. In der Fachwelt ist die Dena Netzstudie II jedoch sehr umstritten, da durch unveröffentlichte Daten der Netzbetreiber die Ergebnisse schwer nachvollziehbar sind (siehe dazu Renew's Spezial 50 „Erneuerbare im Netz“).

Stromspeicher 2011

	Leistung
Pumpspeicherkraftwerke	8.876 MW
Speicherwasserkraftwerke	1.343 MW
regelbare Laufwasserkraftwerke	516 MW
Druckluftspeicher Huntorf	290 MW
Summe	11.025 MW

Quelle: AEE/BEE, Bundesnetzagentur, DENA

Die Leistungsdaten der Pumpspeicherkraftwerke beziehen sich dabei auf die Turbinenleistung der Kraftwerke und damit auf die verfügbare Leistung zur Stromproduktion.

Die AEE-/BEE-Branchenprognose für das Jahr 2020 geht davon aus, dass mit einem Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien auf 47 Prozent des Stromverbrauchs die bestehenden und hinzukommenden Speicher häufiger zum Einsatz kommen, so dass sich die Stromaufnahme durch die deutschen Stromspeicher von insgesamt 9,2 Mrd. kWh (2007) auf ca. 18 Mrd. kWh verdoppeln wird. Das Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik (IWES) rechnet im Jahr 2050 bereits mit einem Speicherbedarf von 30 Mrd. kWh, bei einem Anteil Erneuerbarer Energien von 80 Prozent am deutschen Stromverbrauch.

Da sich bis auf Pumpspeicher alle anderen Stromspeichertechnologien in Deutschland und weltweit fast ausschließlich noch im Forschungs- und Erprobungsstadium befinden, sind Prognosen über den Zubau anderer Speichertechnologien kaum möglich.

Neben einer besseren Integration der Erneuerbaren Energien in die Energieversorgung können Stromspeicher auch dazu beitragen, den Strompreis zu senken. Denn der preislich besonders ins Gewicht fallende Zukauf von Spitzenlaststrom kann durch die lastglättende Eigenschaft von Stromspeichern verringert werden.

Anforderungen an Stromspeicher

Die Anforderungen an Stromspeicher sind je nach Einsatzbereich sehr unterschiedlich: Stromspeicher müssen Schwankungen im Stromangebot vom Millisekundenbereich bis hin zu einigen Stunden abfedern können. Zur Sicherung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung brauchen sie vor allem eine sehr kurze Reaktionszeit von teilweise nur 10 Millisekunden. Für die Abfederung von Angebotsschwankungen im Stundenbereich dagegen ist die Größe, d.h. die Speicherkapazität, zentral. Soll schnell eine große Strommenge gespeichert oder abgegeben werden, ist die erreichbare Leistung entscheidend. Für mobile Anwendungen wie Elektrofahrzeuge wiederum stellt die Energiedichte* eine ausschlaggebende Größe dar, weil hier Gewicht und Volumen des Stromspeichers nicht zu groß werden dürfen. Weitere Zielgrößen sind vor allem für elektrochemische Speichersysteme die Zyklenfestigkeit* und die damit verbundene Lebensdauer. Denn von diesen Kenngrößen hängen ganz entscheidend die Kosten für Speicher ab. Ebenso ausschlaggebend für die Kosteneffizienz aller Speichertechnologien ist ihr Wirkungsgrad*. Je größer der Anteil der zugeführten Energie, die mit dem Speichern verloren geht, desto höher die Kosten und desto ineffizienter der Speicher.

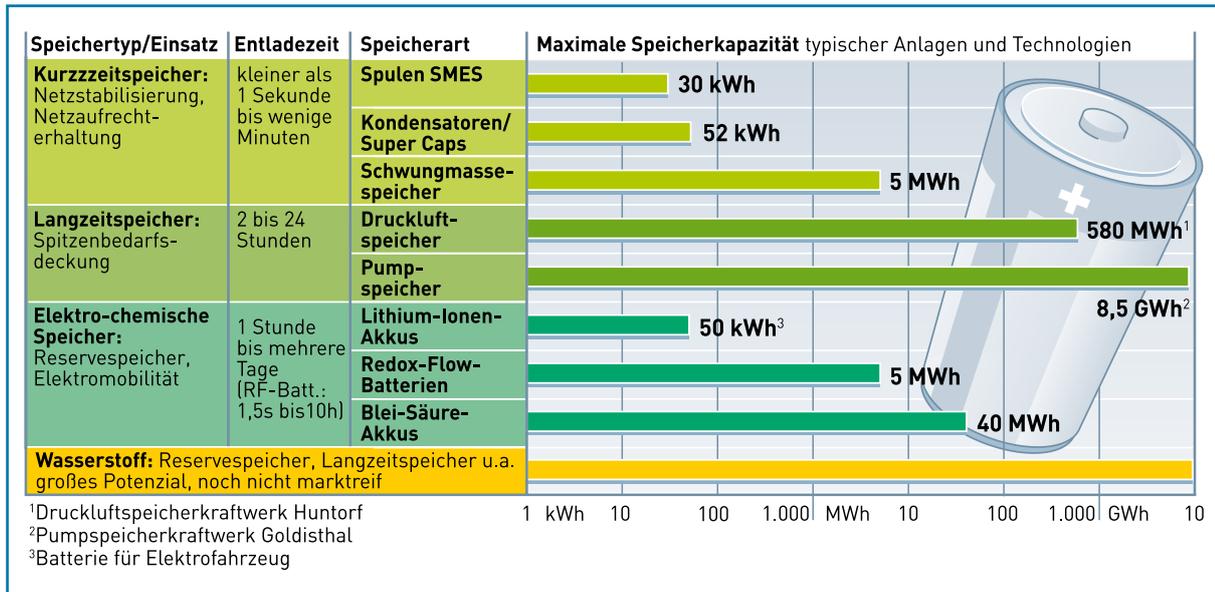
So unterschiedlich die Anforderungen an Stromspeicher aussehen, so unterschiedlich sind auch die derzeit verfügbaren Technologien. Die Speichertechnologie, die in allen Anwendungsbereichen am vorteilhaftesten ist, gibt es nicht. Vielmehr spielen die unterschiedlichen Speicher ihre Vorteile je nach Anwendungsbereich aus.

Als Stromspeicher werden ganz allgemein diejenigen Energiespeicher bezeichnet, die durch Stromfluss elektrische Energie (ggf. über einen Energiewandler und ggf. in eine andere Energieform) geladen werden. Hierbei unterscheidet man grundlegend vier Systeme:

- a) Die direkte Speicherung von elektrischer Energie ist nur mit Hilfe von Kondensatoren und Spulen möglich.
- b) Darüber hinaus lässt sich elektrische Energie jedoch auch in mechanische Energie umwandeln und somit in indirekter Form speichern. Technische Lösungen hierfür bieten Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherwerke sowie Schwunghmassespeicher.
- c) Elektrische Energie kann zudem auch indirekt in elektrochemischer Form gespeichert werden. Möglich wird dies durch Akkumulatoren (Batterien) sowie durch die Speicherung von Wasserstoff. Neu ist der Ansatz, elektrische Energie in synthetisches Methangas umzuwandeln und somit den Strom indirekt bspw. im Erdgasnetz zu speichern.
- d) Des Weiteren kann elektrische Energie indirekt auch in Form von thermischer Energie gespeichert werden (siehe dazu Renewes Spezial 18 „Wärme speichern“).

*Die mit * gekennzeichneten Begriffe sind im Glossar näher erläutert.

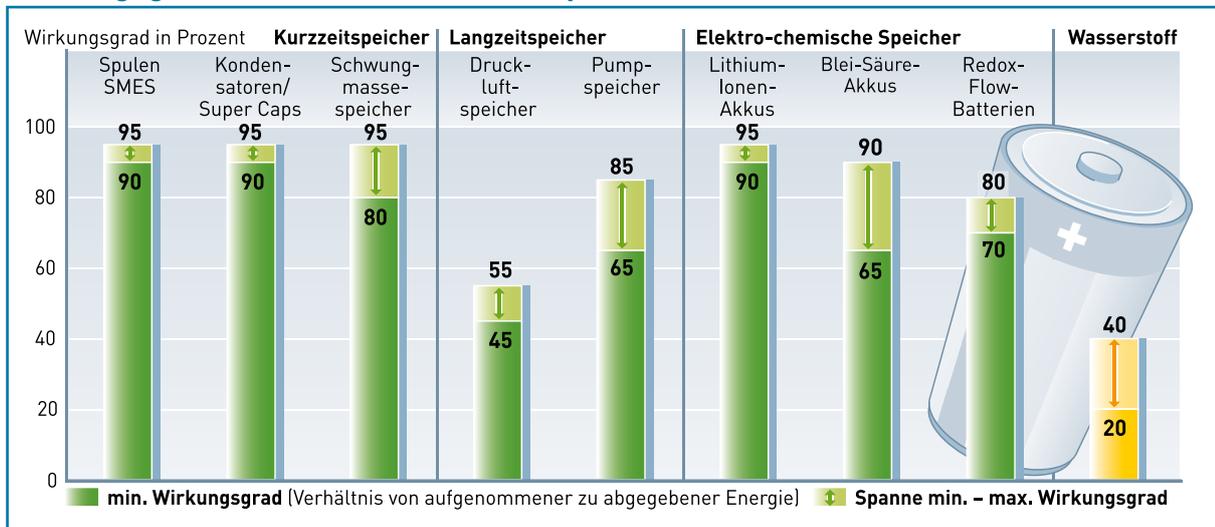
Kapazitäten verschiedener Stromspeicher



Quelle: IfEU, TAB, Sauer, eigene Darstellung

Die Grafik vergleicht die maximalen Speicherkapazitäten typischer Stromspeicheranlagen bzw. -technologien, die in unterschiedlichen Einsatzfeldern heute bereits genutzt werden.

Wirkungsgrade verschiedener Stromspeicher



Quelle: IfEU, TAB, Sauer, eigene Darstellung

Durch den Prozess des Speicherns geht ein Teil der zugeführten Energie verloren. Die Grafik vergleicht die Wirkungsgrade der verschiedenen Stromspeichertechnologien. Besonders geringe Verluste ergeben sich bei den Kurzzeitspeichern sowie bei Lithium-Ionen-Akkus.

Kosten von Stromspeichern

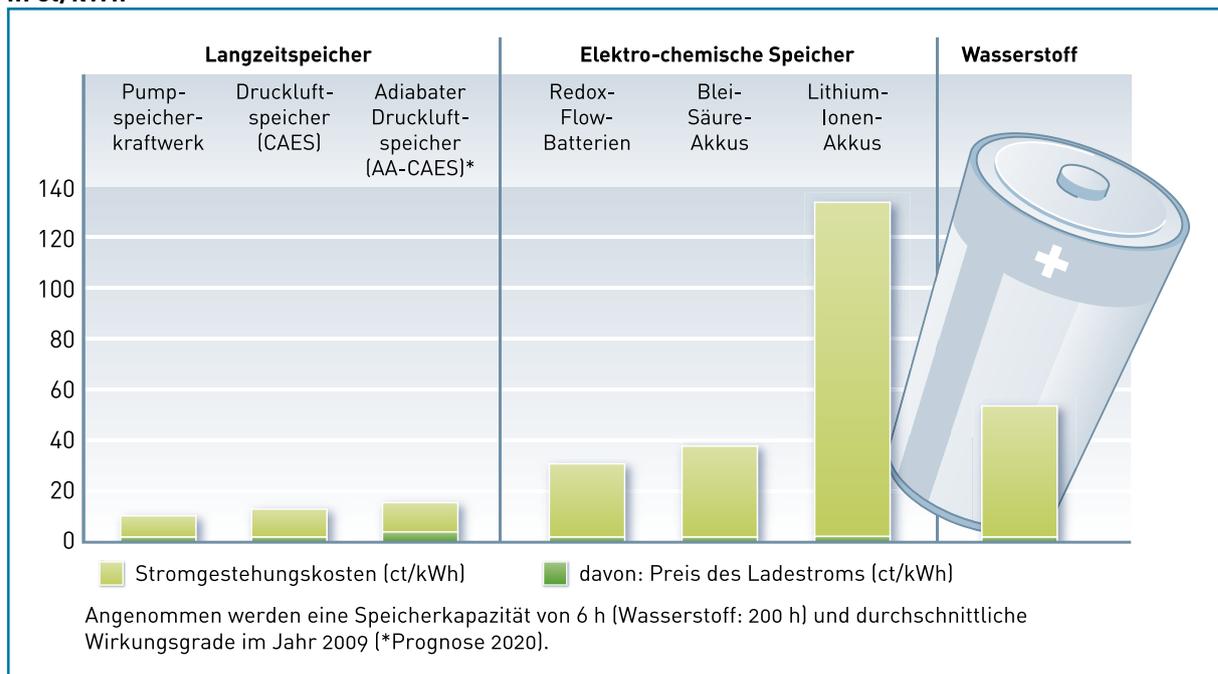
Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Einsatzbereiche und Entwicklungsstadien von Stromspeichern ist keine Aussage möglich, welche Technologie die „kostengünstigste“ Option des Stromspeicherns bietet. Je nachdem, ob ein Speicher für die unterbrechungsfreie Stromversorgung eines medizinischen Apparates, für ein Elektrofahrzeug oder zur Langzeitspeicherung eines Überangebotes von z.B. Windstrom gesucht wird, kommen höchst unterschiedliche Stromspeicher zum Einsatz, die sich nur bedingt vergleichen lassen.

Daher werden in den folgenden Kapiteln bei den Kennzahlen der jeweiligen Technologien mehrere Angaben zu Kosten gemacht. Ein wichtiger Kostenfaktor sind die Investitionskosten, d.h. der Aufwand für die einmalige Planung und Errichtung eines Stromspeichers. Diese Angabe wird ins Verhältnis zum Output einer Kilowattstunde Strom gesetzt. Liegen die Investitionskosten z.B. bei 1.000 Euro/kWh Output, so müsste für den Bau dieses Stromspeichers ein Betrag von 10.000 Euro investiert werden, wenn dieser 10 kWh gespeicherten Strom abgeben können soll.

Neben den Investitionskosten sind die Stromgestehungskosten relevant, d.h. zu welchen Kosten die Abgabe einer Kilowattstunde Strom aus der jeweiligen Stromspeichertechnologie möglich ist. Wenn der aus dem Stromnetz aufgenommene Ladestrom bereits zu hohen Kosten vom Stromspeicher abgenommen wurde und durch niedrigen Wirkungsgrad der jeweiligen Technologie hohe Verluste der zugeführten Strommengen zu beklagen sind, steigen die Stromgestehungskosten. Je nach Auslastung und Speicherkapazität können sich auch innerhalb einer Stromspeichertechnologie starke Unterschiede bei den Stromgestehungskosten ergeben. Die folgende Grafik auf Grundlage von Daten von DLR/Fraunhofer IWES/IfnE nimmt einheitlich Ladestromkosten von 2 ct/kWh im Jahr 2009 an, mit Ausnahme adiabatischer Druckluftspeicher, für die ein zukünftiger Wert im Jahr 2020 prognostiziert wird.

Stromgestehungskosten verschiedener Stromspeicher

in ct/kWh



Quelle: DLR/Fraunhofer IWES/IfnE 2010, Stand: 12/2011

Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke – weltweit derzeit die Speicher mit der größten Bedeutung – bedienen sich einer der ältesten Methoden der Stromspeicherung. Ihr Funktionsprinzip ist recht einfach: Im Pumpspeicherkraftwerk werden große Mengen Wasser dann, wenn kostengünstiger Strom vorhanden ist, von einem niedrig in ein höher gelegenes Becken gepumpt und dort gespeichert. Im Gegensatz zu anderen Speichertechnologien wie etwa Schwungrädern oder Spulen, die den Strom nur im Sekunden- und Minutenbereich speichern können, sind Pumpspeicherkraftwerke klassische Langzeitspeicher.

Als Speicher dienen sowohl natürlich vorkommende Seen als auch Reservoirs, die durch Staudämme oder –mauern geschaffen wurden. Wenn in Spitzenzeiten des Verbrauchs zusätzliche Energie bereitgestellt werden muss, werden mit Hilfe des herabströmenden Wassers Turbinen angetrieben. Die Turbinen wiederum treiben Generatoren an, die auf diese Weise Strom erzeugen. Wie viel Energie bereitgestellt werden kann, ist zum einen abhängig von der Größe der Speicherreservoirs, zum anderen vom Höhenunterschied zwischen dem so genannten Oberwasser und dem Unterwasser. Insgesamt erreichen Pumpspeicherkraftwerke einen Wirkungsgrad von 65 bis 85 Prozent. Das heißt, von 10 Kilowattstunden (kWh) Strom, die per Hochpumpen des Wassers in den Speicher eingespeist werden, stehen 6,5 bis 8,5 kWh bei Bedarf wieder zur Verfügung.

Eines der leistungsfähigsten Pumpspeicherkraftwerke Europas befindet sich in Goldisthal in Thüringen. Es wurde 2003 in Betrieb genommen. Mit 1.060 MW entspricht seine Leistung derjenigen eines typischen Atomreaktors. Mit Hilfe seines 12 Millionen Kubikmeter Wasser fassenden Stausees ist es in der Lage, diese Leistung für acht Stunden zur Verfügung zu stellen. Dies entspricht somit einer Speicherkapazität von 8.480 MWh. Damit könnte das Bundesland Thüringen acht Stunden lang komplett mit Strom ausschließlich aus dem Pumpspeicherkraftwerk versorgt werden.

Der Großteil der deutschen Pumpspeicherkraftwerke verfügt jedoch über eine Leistung von weniger als 300 MW. Im deutschen Stromnetz sind derzeit 31 Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb; zusammen erreichen sie eine Leistung von 8.876 MW (ohne ein für den Bahnstrombetrieb bestimmtes Kraftwerk).

Weil mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken aus dem Stillstand innerhalb von wenigen Minuten Strom erzeugt werden kann (so genannte Schwarzstartfähigkeit), dienen diese Speicher vor allem zur Bereitstellung von Spitzenlaststrom und für den Ausgleich von unerwarteten Schwankungen im Stromverbrauch. Ein wesentlicher Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken besteht darin, dass sie – im Gegensatz zu Akkumulatoren – hervorragende Langzeitspeicher sind, weil die Verluste durch die Verdunstung und das Versickern von Wasser vernachlässigbar sind.

Die Technologie für Pumpspeicherkraftwerke ist schon seit über 100 Jahren bekannt und gilt als technologisch weit ausgereift. Wegen des Standortmangels in Deutschland ist kein starker Ausbau zu erwarten. Im September 2008 wurden Baupläne des Schluchseewerks bekannt, wonach in Atdorf bei Bad Säckingen bis 2018 ein neuer Pumpspeicher mit einer Turbinenleistung von ca. 1.400 MW und 9 Mio. m³ Wasserspeicher entstehen soll. Die Investitionskosten werden auf bis zu 1 Mrd. Euro geschätzt. Auch in Heimbach am Mittelrhein soll ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer Leistung von bis zu 600 MW und einem Investitionsvolumen von 700 Millionen Euro im Auftrag der Stadtwerke Mainz entstehen. Im bayrischen Riedl bei Passau ist bis 2018 ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk mit 300 MW Leistung geplant. Weitere Bauvorhaben sind auch im baden-württembergischen Blaubeuren und im Auftrag der Düsseldorfer Stadtwerke im Sauerland geplant, wobei teilweise die genauen Standorte noch nicht feststehen. In geringerem Maße wird bei bestehenden Anlagen ein Ausbau über Modernisierungsmaßnahmen wie den Bau zusätzlicher Turbinen und Röhren zu erreichen sein, wie z.B. in der laufenden Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks Waldeck.

Zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten für das deutsche Stromnetz könnten in Norwegen durch den Bau einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstrasse verfügbar gemacht werden. Die Realisierung dieses Projekts ist bisher jedoch noch fraglich.

Kennzahlen Pumpspeicherkraftwerke

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad*	65 – 85 %
Leistung	2,3 MW - 1.060 MW (in Deutschland)
Stromspeicherkapazität*	Einzelanlage: bis 8.480 MWh insgesamt bis 40 GWh (im deutschen Stromnetz)
Energiedichte*	0,35 – 1,12 kWh/m ³
Entladezeit*	4 - 10 Stunden
Selbstentladerate*	0 - 0,5 % pro Tag
Zyklenzahl*	unbegrenzt
Spezifische Investitionskosten	100 - 500 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	unterirdische Pumpspeicher; Modernisierungen möglich; begrenzte Standorte
Stromgestehungskosten	10,3 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, 80 % Wirkungsgrad)

Druckluftspeicherkraftwerke

Eine weitere – allerdings bislang kaum genutzte – Möglichkeit zur mechanischen (Langzeit-) Speicherung von Strom bieten Druckluftspeicherkraftwerke. Sie sind genauso flexibel wie Pumpspeicherkraftwerke und können einen kurzfristigen Reservebedarf an Energie befriedigen. Bisher existieren von diesem Kraftwerkstyp weltweit allerdings lediglich zwei Anlagen: das 1978 in Betrieb genommene Druckluftspeicherkraftwerk im niedersächsischen Huntorf sowie das 1991 in Betrieb genommene Kraftwerk in McIntosh im US-amerikanischen Bundesstaat Alabama. Kennzeichnend für die auch CAES-Kraftwerke (Compressed Air Energy Storage) genannten Kraftwerke sind große unterirdische Druckluftspeicher in Salzkavernen. In Zeiten von Stromüberfluss werden diese mit Hilfe von Kompressoren mit Luft beladen. Damit speichern sie elektrische Energie in Form potentieller Energie der unter Druck stehenden Gase. Huntorf etwa verfügt über zwei Kavernen mit einem Gesamtspeichervolumen von 310.000 m³.

Wird zu einem anderen Zeitpunkt mehr Strom benötigt als vorhandene Kraftwerke zur Verfügung stellen können, treibt die expandierende Luft Turbinen an, die Strom erzeugen. Das bestehende Kraftwerk in Huntorf ist in der Lage, für zwei Stunden eine Leistung von 290 MW zu liefern, wobei die erneute Befüllung des Speichers mit Druckluft etwa acht Stunden in Anspruch nimmt.

Der Wirkungsgrad der bestehenden Druckluftspeicherkraftwerke ist mit 40 Prozent (Huntorf) und 54 Prozent (McIntosh) jedoch deshalb relativ gering, weil die komprimierte Luft vor ihrer Einlagerung gekühlt und bei ihrer Expansion unter Aufwendung zusätzlicher Energie erwärmt werden muss. Denn während Luft sich beim Komprimieren erhitzt, kühlt sie bei der Expansion stark aus. Ohne Erwärmung beispielsweise würde der Prozess zur Vereisung und damit Beschädigung der Turbinen führen. Bislang erfolgt diese Erwärmung mit Hilfe von Gasbrennern. Der zwischen den Kraftwerken divergierende Wirkungsgrad erklärt sich daraus, dass das Kraftwerk in McIntosh auch die Abwärme

der Gasturbine für die Vorwärmung der Luft nutzt und dadurch den zusätzlichen Energieverbrauch erheblich reduzieren kann. Im Zentrum von Forschung und Entwicklung steht aus diesem Grund die Weiterentwicklung der Kraftwerke zu so genannten adiabaten CAES-Kraftwerken (AA-CAES-Kraftwerke). Diese zwischenspeichern die bei der Verdichtung der Luft entstehende Wärme und nutzen sie während des Expansionsprozesses wieder. Ziel ist, dass die Kraftwerke letztlich völlig ohne fossile Zufeuerung auskommen und so einen Wirkungsgrad von 62 bis 70 Prozent erreichen. Nicht nur weil die Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland begrenzt sind, ist diese Technologie vielversprechend.

In Deutschland verfolgt EnBW konkrete Planungen für ein adiabates CAES-Kraftwerk (150 - 600 MW), das gezielt das temporäre Überangebot von Windstrom speichern soll. RWE Power hat zusammen mit General Electric und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Jahr 2010 die Entwicklung eines eigenen AA-CAES-Kraftwerks in Staßfurt (Sachsen Anhalt) begonnen. Bis 2013 soll die Entwicklungsphase mit einem Investitionsvolumen von 12 Millionen Euro abgeschlossen sein. Ein großtechnischer Einsatz weiterer Kraftwerke mit verbesserter Technologie wird nach Angaben des Bundesumweltministeriums jedoch erst ab 2020 möglich sein. Die Herausforderungen, die noch zu bewältigen sind, liegen hierbei vor allem in der Entwicklung eines adäquaten Wärmespeichers sowie in der Anpassung der Kompressoren und der Turbinen. Denkbare Standorte für weitere deutsche Druckluftkraftwerke stünden in ganz Norddeutschland in Form von Salzstöcken zur Verfügung. Mit diesen besteht bereits aus der Nutzung als Erdgasspeicher breite Erfahrung. Gleichzeitig können aber auch unterirdische Nutzungskonflikte entstehen, wenn z.B. Erdgas- und Erdöl-speicher mit Druckluftspeichern oder der geplanten Endlagerung von abgeschiedenem CO₂ (sog. CCS-Technologie) um denselben Standort konkurrieren. Druckluftspeicherkraftwerke könnten sich aber auch oberirdisch mit Stahlbehältern als Speichermedium betreiben lassen.

Kennzahlen Druckluftspeicherkraftwerke

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad	CAES: 40 - 55 %; AA-CAES: 62 - 70 %
Leistung	CAES: 110 MW (McIntosh) bis 290 MW (Huntorf); AA-CAES: geplant bis in den GW-Bereich
Stromspeicherkapazität	580 MWh (Huntorf); 2.860 MWh (McIntosh)
Energiedichte	0,5 - 0,8 kWh/m ³ (bei 60 bar, druckabhängig)
Entladezeit	2 - 24 Stunden
Selbstentladerate	0 - 10 % pro Tag
Zyklenzahl	unbegrenzt
Spezifische Investitionskosten	40 - 100 Euro je kWh Output
Marktstadium	CAES: marktreif; AA-CAES: Forschung
Entwicklungspotenzial	Forschung und Entwicklung der AA-CAES-Technologie; Optimierung des Wirkungsgrades; Anlagen >1.000 MW
Stromgestehungskosten	CAES: 12,9 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, 53 % Wirkungsgrad) AA-CAES: 15,4 ct/kWh (2020) (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 4 ct/kWh Preis für Ladestrom, 70 % Wirkungsgrad)

Schwungmassespeicher

Eine dritte Option zur mechanischen (genauer: kinetischen) Speicherung von Strom bieten Schwungmassespeicher. Diese Methode der Energiespeicherung macht sich – ganz nach dem Vorbild der Töpferscheibe – das Trägheitsmoment zunutze. Mit Hilfe eines Elektromotors wird ein Rotor beschleunigt. Zur Rückgewinnung der Energie fungiert der Motor binnen kürzester Zeit als Generator.

Weil Schwungmassespeicher innerhalb von Millisekunden bei voller Leistung zugeschaltet werden können, werden sie vorzugsweise für den Ausgleich von Netzspannungen eingesetzt. Da 97 Prozent aller Störungen im Stromnetz weniger als drei Sekunden dauern, finden Schwungräder hier als Überbrückungsspeicher für kurzfristige Stromausfälle sowie für die Kompensation von Spannungsschwankungen ein optimales Einsatzgebiet. Momentan profitieren hiervon vor allem Einrichtungen, die besonders hohe Anforderungen an die Spannungsqualität des Netzes stellen wie etwa Krankenhäuser oder Rechenzentren.

Auch für Erneuerbare-Energien-Anlagen erweisen sich Schwungmassespeicher als hilfreich. Die Enercon GmbH bietet ihre Windenergieanlagen mit einem Schwungrad an, das die Spannungsqualität sichert. Hierfür wird ein 200 kW-Schwungrad eingesetzt, welches 5 kWh Strom speichern kann. Enercon betreut ein Pilotprojekt mit Schwungradspeichern auf der norwegischen Insel Utsira. Anwendung finden Schwungmassespeicher derzeit vor allem dort, wo häufige Lade- und Entladeprozesse stattfinden, wie etwa beim Anfahren und Beschleunigen von elektrisch betriebenen S-Bahnen und Straßenbahnen.

Wie viel Energie ein Schwungrad speichern kann, hängt ab vom Gewicht des Rotors sowie von der erreichten Drehzahl. Gegenwärtige Forschungen konzentrieren sich vor allem auf die Erhöhung der Drehzahl, weil sich hierüber die Speicherkapazität effektiver erhöhen lässt als über Gewicht und Größe der Rotoren. Hierfür bedient man sich statt Stahl zunehmend faserverstärkter Verbundmaterialien wie zum Beispiel Karbonfasern und Fiberglas. Zudem wurden Schwungräder entwickelt, die im Vakuum laufen, um auf diese Weise die Reibung mit der Umgebungsluft zu minimieren.

Technisch machbar sind – abhängig vom Material des Rotors – mittlerweile 100.000 Umdrehungen pro Minute. Zusätzlich lassen sich Reibungsverluste stark vermindern, indem man statt Wälzlagern magnetische Lager verwendet. Diese laufen nahezu verlustfrei und damit hoch energieeffizient mit einem Wirkungsgrad von bis zu 95 Prozent. Die leistungsstärksten Schwungräder erreichen heute Leistungen von bis zu 3 MW. Die ebenfalls amerikanische Beacon Power Corporation ermöglicht sogar Leistungen von bis zu 20 MW, indem es 25 kW-Schwungräder zu einem Cluster zusammenschließt. Das Speichermodul ist in einem transportablen Container untergebracht und kann seine 20 MW Leistung für maximal 15 Minuten bereitstellen, was einem Speichervermögen von 5 MWh entspricht. Verglichen mit anderen Speichertechnologien entladen sich Schwungmassespeicher deutlich schneller, was ihren Einsatz auf den Sekunden- und Minutenbereich beschränkt.

Kennzahlen Schwungmassespeicher

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	80 - 95 %
Leistung	5 kW – 3 MW
Stromspeicherkapazität	bis 5 MWh
Energiedichte	84 kWh (Aluminium-Mangan-Magnesium-Legierungen) – 333 kWh/m ³ (kohlefaserverstärkter Kunststoff)
Entladezeit	Sekunden bis Minuten
Selbstentladerate	3 - 20 % pro Stunde
Spezifische Investitionskosten	1.000 - 5.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	faserverstärkte Verbundmaterialien erhöhen Drehzahl und Energiedichte

Kondensatoren/SuperCaps

Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeicherkraftwerken und Schwungrädern speichern Kondensatoren den elektrischen Strom ohne Umwandlung direkt. Wie die Schwungmassespeicher gehören Kondensatoren zu den Stromspeichern, die in kurzer Zeit sehr viel Energie aufnehmen und abgeben, insgesamt aber nur wenig Energie über längere Zeit speichern können. Sie bestehen aus elektrisch leitenden Schichten (Elektroden), welche durch nichtleitende Schichten voneinander getrennt sind. Die Speicherung der elektrischen Energie erfolgt ohne einen weiteren Umwandelungsschritt innerhalb eines elektrischen Feldes, das erzeugt wird, indem man an die Elektroden eine Spannung anlegt.

Von besonderem Interesse für die Weiterentwicklung und Verbesserung der Technologie sind vor allem die Doppelschichtkondensatoren, welche auch als SuperCaps oder EDLC (Electrochemical Double Layer Capacitor) bezeichnet werden. Sie können im gleichen Volumen sehr viel mehr Strom speichern als einfache Kondensatoren. Mit dieser Eigenschaft vereinen die SuperCaps den Vorteil herkömmlicher Kondensatoren als schnelle Energielieferanten mit dem Vorteil einer nennenswerten Speicherkapazität, wie sie sonst nur Batterien, nicht aber die hergebrachten Kondensatoren bieten. Weil ihre Ladezeit sehr kurz und ihr Abnutzungsgrad äußerst gering ist, werden SuperCaps vor allem dort eingesetzt, wo häufiges Laden und Entladen notwendig ist. Hier kommt ihr Vorteil einer hohen Leistungsfähigkeit bei einem zudem sehr guten Wirkungsgrad von teilweise über 98 Prozent zum Tragen, ohne dass sich das Manko der hohen Selbstentladerate nachteilig auswirkt. Zudem zeichnen sich die SuperCaps – vor allem im Vergleich mit Akkumulatoren – durch eine große Zyklenfestigkeit aus, weil die Elektrodenmaterialien nicht durch chemische Prozesse belastet werden. Ein besonderer Vorteil liegt auch darin, dass SuperCaps in der Wartung weniger aufwändig sind.

Zum Einsatz kommen SuperCaps zum Beispiel zur Sicherung der Netzspannung. Auch in Elektro- und Hybridfahrzeugen oder Linienbussen werden sie schon standardmäßig als Kurzzeitspeicher eingesetzt, welche sich bei jedem Stopp erneut aufladen und so Antriebsenergie für den Neustart liefern.

Erneuerbare-Energien-Anlagen sind ein weiteres wichtiges Einsatzfeld von SuperCaps, z.B. in netzfernen Photovoltaikanlagen sowie in Windenergieanlagen. Hier tragen sie – ähnlich wie

Schwungmassespeicher - als dynamische Kurzzeitspeicher erheblich zur Versorgungssicherheit und Effizienzsteigerung bei. In Windenergieanlagen liefern SuperCaps auch die Energie für die so genannte Schlupfregelung. Diese sorgt durch entsprechende Drehung der Flügel dafür, dass die Rotationsgeschwindigkeit optimal verläuft.

Die Kosten für SuperCaps liegen mit 10.000 bis 20.000 Euro je Kilowattstunde allerdings noch relativ hoch. Mit zunehmender Massenfertigung ist auch mit einer raschen Kostensenkung zu rechnen.

Die Forschungen in diesem Bereich konzentrieren sich momentan vor allem auf die Verbesserung der Elektroden. Je größer deren Oberfläche ist, desto mehr Energie können die SuperCaps speichern. Momentan stellen deshalb kohlenstoffhaltige Stoffe – sehr poröse Materialien, die eine sehr große Oberfläche besitzen - noch das gängige Material für die Elektroden dar. Um die Speicherkapazität von Doppelschichtkondensatoren zu erhöhen, wird verstärkt mit Nanomaterialien experimentiert, weil sich hier die Oberflächengröße noch weiter steigern lässt.

Kennzahlen Kondensatoren/SuperCaps

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	unter 150 kW
Stromspeicherkapazität	bis zu 52 kWh
Energiedichte	bis 10 kWh/m ³
Entladezeit	meist nur wenige Sekunden
Selbstentladerate	0,1 - 0,4 % pro Stunde
Zykluszahl	über 1.000.000
Spezifische Investitionskosten	10.000 - 20.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	teilweise Serienproduktion
Entwicklungspotenzial	Entwicklung konzentriert sich derzeit auf SuperCaps mit Energiedichten über 20 kWh/m ³

Supraleitende Spulen (SMES)

Neben Kondensatoren bieten Spulen eine zweite Möglichkeit, elektrische Energie ohne weiteren Umwandlungsschritt zu speichern. Die Energie wird hierbei in einem Magnetfeld gespeichert, welches mit Hilfe von Gleichstrom erzeugt wird, der durch eine Spule kreist. Wie lange der Strom und wie viel Energie mit Hilfe des durch die Spule kreisenden Stromes gespeichert wird, ist abhängig vom elektrischen Widerstand der Spule. Je geringer der Leitungswiderstand ist, desto länger kann die Energie gespeichert werden. Besonders geeignet für die Stromspeicherung sind aus diesem Grund so genannte supraleitende Spulen, die in der Lage sind, unterhalb einer bestimmten vom Material abhängigen kritischen Temperatur Strom ohne messbaren Widerstand zu leiten. Als Material für die Herstellung der so genannten supraleitenden magnetischen Energiespeicher (SMES) dienen zumeist Niob-Titan (NbTi) oder Niob-Zinn (Nb₃Sn).

Zwar kann der Strom im elektromagnetischen Feld mit Hilfe dieser Materialien nahezu beliebig lange gespeichert werden. Jedoch bedarf es zum Erreichen der kritischen Temperatur von weit unter -200°C einer ausreichenden Kühlung, die derzeit nur mit Hilfe von flüssigem Stickstoff oder flüssigem Helium und somit auf sehr energieintensive Weise zu erreichen ist. Der sonst sehr gute Wirkungsgrad

der Speicher von circa 90 bis 95 Prozent wird dadurch geschmälert. Die Forschungsbemühungen konzentrieren sich deshalb momentan vor allem auch auf die Entwicklung neuer supraleitender Materialien, deren kritische Temperatur über der der bekannten Supraleiter liegt. Die neuesten Erfolge weisen Temperaturen von -223°C bis -233°C auf.

Bislang werden Supraleitende Spulen vor allem als Kurzschlussstromquelle eingesetzt. Sie liefern bei Fehlern im Netz die nötige Energie zum Auslösen von Sicherungen. Beispielsweise ist im österreichischen Gleisdorf eine elektromagnetische Spule im Einsatz, welche für 0,8 Sekunden eine Leistung von 1,4 MW bereitstellen kann. Im nordrhein-westfälischen Schwerte-Geisecke arbeitet eine Spule, die für eine Sekunde 0,8 MW Leistung liefern kann. Möglich wäre auch ein Einsatz zur Glättung der Leistungskurven von Photovoltaik- oder Windenergieanlagen. Für einen breiten Einsatz als Speicher und Bereitsteller von Spitzenleistung ist die Technologie allerdings durch den großen Kühlaufwand und die damit verbundenen hohen Betriebskosten bisher noch nicht geeignet. Auch ist noch ungeklärt, ob die erzeugten Magnetfelder sich negativ auf die Gesundheit auswirken können.

Kennzahlen Supraleitende Spulen (SMES)

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	10 kW - 100 MW
Kapazität	unter 1 bis 30 kWh; 1 bis 5 GWh theoretisch diskutiert
Energiedichte	ca. 10 kWh/m ³
Entladezeit	Sekunden bis Minuten
Selbstentladerate	10 - 12 % pro Tag
Zyklenzahl	1.000.000
Spezifische Investitionskosten	30.000 - 200.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	teilweise etablierte Marktsegmente, Prototypen
Entwicklungspotenzial	Erforschung neuer supraleitender Materialien mit besserem Temperaturverhalten

Blei-Säure-Akkumulatoren

Blei-Säure-Akkumulatoren bzw. Batterien wandeln Strom elektrochemisch um, bevor sie ihn speichern. Grundsätzlich lässt sich im Bereich der elektrochemischen Speichersysteme zwischen Systemen mit internem und Systemen mit externem Speicher unterscheiden. Bei Systemen mit internem Speicher wird die Energie dort gespeichert, wo auch die elektrochemische Reaktion stattfindet. Bei Systemen mit externem Speicher dagegen sind die elektrochemische Reaktionseinheit und der elektrochemische Energiespeicher räumlich getrennt.

Blei-Säure-Akkus gehören zu den Speichersystemen mit internem Speicher. Kernstück der Akkumulatoren sind zwei Elektroden, die aus unterschiedlichen Metallen oder Metalloxiden bestehen, welche in einer Elektrolytlösung, z.B. verdünnter Schwefelsäure, liegen. Die Möglichkeiten hinsichtlich Auswahl und Kombination der Materialien im Bereich der elektrochemischen Speichersysteme sind theoretisch nahezu unbegrenzt.

Praktisch relevant für den Einsatz in Stromnetzen sind jedoch vor allem die folgenden Materialkombinationen:

- Bleibatterien
- Lithium-Ionen-Batterien
- Nickel-Metall-Hydrid-Batterien (NiMH)
- Natrium-Nickel-Chlorid-Batterien (NaNiCl)
- Natrium-Schwefel-Batterien (NaS)
- Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd) (aufgrund des giftigen Schwermetalls ist Cadmium inzwischen in der EU verboten)

Die größte Verwendung finden bisher die Blei-Säure-Akkumulatoren. Sie dienen als Starterbatterien in Verbrennungsmotoren, als so genannte Traktionsbatterien für Elektrofahrzeuge sowie für die Notstromversorgung. Mit einer Energiedichte von 25 bis 40 Wh je Kilogramm und einer Lebensdauer von 3 bis 12 Jahren (entspricht ca. 50 - 7.000 Zyklen) werden sie zudem für die lokale Stabilisierung von Frequenz und Spannung eingesetzt. Die einzelnen Batteriezellen lassen sich modular vergrößern. Bis zum Beginn der 1990er Jahre war eine 17-MW-Anlage mit einer Speicherkapazität von 14 MWh für die Spannungsstabilisierung des West-Berliner Insel-Stromnetzes verantwortlich. In China in Kalifornien unterstützt eine Anlage mit 40 MWh Speicherkapazität das Netzmanagement.

Im Bereich der Erneuerbaren Energien unterstützen Blei-Säure-Akkumulatoren Photovoltaikanlagen, die als Inselsysteme betrieben werden. Der Vorteil der Blei-Säure-Batterien liegt vor allem in den geringen Kosten und der Breite möglicher Anwendungen. In einem Pilotprojekt in Bocholt in Nordrhein-Westfalen wurden zwei 1,5 MW-Windkraftanlagen erfolgreich mit einer 1,6 MW-Blei-Säure-Batterie kombiniert, aus welcher zu Spitzenlastzeiten günstig Strom bereitgestellt werden kann.

Die Speicherkapazität der Anlage, ohne die der Windpark in der relativ netzschwachen Region so nicht hätte gebaut werden können, beträgt 1,2 MWh. Auch die Stadtwerke Herne verwenden schon seit 1997 einen Blei-Säure-Speicher mit einer Leistung von 1,2 MW und einer Speicherkapazität von 1,2 MWh. Obwohl Blei-Batterien schon lange in Gebrauch sind, besteht vor allem in Bezug auf ihre Lebensdauer und Leistungsfähigkeit noch immer weiteres Entwicklungspotential. Ein Nachteil ist auch weiterhin der relativ hohe Wartungsaufwand.

Kennzahlen Blei-Säure-Akkumulatoren

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad	65 - 90 %
Leistung	als Akku-System: bis 17 MW
Stromspeicherkapazität	1 kWh – 40 MWh
Energiedichte	25-40 Wh/kg
Entladezeit	1 Stunde bis mehrere Tage
Selbstentladerate	5 % pro Monat
Zyklenzahl	50 - 2.000 (in Ausnahmefällen 7.000)
Spezifische Investitionskosten	25 - 250 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	Verlängerung der Lebensdauer; Erhöhung Leistungsfähigkeit
Marktstadium	marktreif
Stromgestehungskosten	37,4 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, mittlere Ausnutzung: 1.500 h/a)

Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Neben den Blei-Säure-Akkumulatoren werden in den kommenden 20 Jahren vor allem die Lithium-Ionen-Akkumulatoren eine herausragende Rolle im Bereich der elektrochemischen Speichertechnologien spielen. Im Gegensatz zu Blei-Säure-Akkumulatoren stellen Lithium-Batterien keinen einheitlichen Batterietypus dar. Vielmehr werden vor allem für die Elektrode verschiedene Lithium-Metalloxide verwendet. Derzeit werden acht verschiedene Varianten von Lithium-Akkus hergestellt. Von Vorteil ist hierbei, dass sich mit variierenden Materialkombinationen die Eigenschaften der Batterien wie etwa Spannung oder Lebensdauer je nach Bedarf optimieren lassen.

In Laptops und Handys kommen Lithium-Batterien schon sehr erfolgreich zum Einsatz. Ihr entscheidender Vorteil liegt neben einer geringen Selbstentladerate in ihrer hohen Energiedichte. Hier werden derzeit Werte von bis zu 190 Wh/kg (in Einzelfällen sogar bis zu 240 Wh/kg) erreicht.

Lithium-Ionen-Batterien sollen zunehmend auch im Bereich der Erneuerbaren Energien genutzt werden. Das französische Unternehmen SAFT etwa beschäftigt sich mit der Entwicklung von Lithium-Batterien, die sowohl in autonomen als auch in an das Netz angeschlossenen Photovoltaikanlagen die Speicherung von Strom erleichtern. Lithium-Batterien lassen bei sehr hohen Energiedichten die größten Fortschritte hinsichtlich der Verlängerung der Lebensdauer der Batteriesystemen sowie der Kostenreduktion erwarten. Als Ziel wird bis 2012 eine Lebensdauer von 20, langfristig sogar von 40 Jahren angestrebt. Die Kosten sollen in diesem Zeitraum unter 320 Euro/kWh fallen mit der Perspektive, die 160 Euro-Marke zu unterschreiten.

Die weitere Steigerung der Energiedichte ist jedoch nicht unproblematisch, wie die Serie von explodierenden Laptopakkus vom Typ Lithium-Kobalt gezeigt hat. Je höher die Energiedichte, desto größer ist die Gefahr des sogenannten „thermal runaway“, bei dem sich die Akkus so stark erhitzen, dass es zur Explosion kommt. Je höher also die Energiedichte, desto größer werden die Anforderungen an die Überwachungselektronik bzw. Kühlung. Dies wiederum geht zu Lasten des Gesamtwirkungsgrades und der Energiedichte sowie des Wartungsaufwands. Für den Bereich der Windenergieanlagen bieten die GAIA Akkumulatorenwerke GmbH schon jetzt Lithium-Ionen-Akkumulatoren als kleine Speichermodule an. Sie liefern bei Stromausfall die nötige Energie für die Steuerung der Rotorblätter,

die, würden sie nicht aus dem Wind genommen, zu schweren Beschädigungen des Generators führen können.

Lithium-Ionen-Batterien sind mit ihrer hohen Energiedichte bei geringem Gewicht entscheidend für den Durchbruch der Elektromobilität. Reichte eine Ladung von Blei-Säure-Batterien oft nur für eine Distanz von 50 km, so schaffen Elektrofahrzeuge jetzt Reichweiten von 150 bis 300 km, perspektivisch sogar bis zu 600 km. Weltweit bilden Autobauer Allianzen mit Herstellern von Lithium-Ionen-Batterien. Von besonderem Interesse sind derzeit Lithium-Eisenphosphat und Lithium-Titanat, weil bei ihnen die Gefahr des „thermal runaway“ recht gering ist.

Gerade in Anbetracht des Entwicklungspotenzials im Bereich Lithium-Ionen-Batterien und der damit absehbaren weiteren Verbreitung von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen rückt darüber hinaus noch ein weiteres Anwendungsfeld für Automobilbatterien in Reichweite. Die Bundesregierung erwartet im Jahr 2020 circa eine Million Elektro- und Hybridfahrzeuge auf deutschen Straßen. Mit ihren Batterien steht eine enorme Speicherkapazität zur Verfügung. Denn grundsätzlich ist es auch möglich, den Strom aus den Batterien wieder in das Netz zurückzuspeisen (sog. „vehicle to grid“, V2G-Strategie). Schon wenige Fahrzeuge können zur Verbesserung der lokalen Spannungsqualität beitragen. Schon 5 Mio. Elektrofahrzeuge könnten eine Leistung zur Verfügung stellen, die ein Vielfaches eines Pumpspeicherkraftwerkes bieten würde.

Für V2G-Ansätze fehlt allerdings noch die nötige Netzinfrastruktur, die auf eine dezentrale Rückspeisung des Stroms ausgerichtet ist. Mit intelligenter Kommunikationstechnologie könnten die Lade- bzw. Einspeisezeiten und -mengen gesteuert werden. Zudem müssen auch ökonomische Anreize – zum Beispiel über die Stromtarife – geschaffen werden, die den Autobesitzer motivieren, sein Auto genau dann mit Strom aus Erneuerbaren Energien zu „betanken“, wenn dieser im Überfluss vorhanden ist. Ebenso attraktiv muss es für den Batterienutzer sein, den gespeicherten Strom als Regelenergie zu bestimmten Zeitpunkten zurückzuspeisen. Voraussetzung wäre ein intelligenter Stromzähler im Fahrzeug (siehe auch Renew Spezial 33 „Erneuerbare Energien und Elektromobilität“).

Kennzahlen Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	ab 1 kW – mehrere MW
Stromspeicherkapazität	bis 50 kWh (Elektromobilität)
Energiedichte	95 - 190 Wh/kg (in Einzelfällen bis 240 Wh/kg)
Entladezeit	z.B. 1 Stunde bis mehrere Tage
Selbstentladerate	5 % pro Jahr
Zyklenzahl	500 - 3.000 (bei 80%iger Entladung)
Spezifische Investitionskosten	800 bis 1.500 Euro je kWh Output, perspektivisch 100 bis 300 Euro
Marktstadium	marktreif für Laptops und Handys; Prototypen für Automobilbranche
Entwicklungspotenzial	Erhöhung der Zyklenzahl; Kostenreduktion; Erhöhung der Energiedichte
Stromgestehungskosten	132,2 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, mittlere Ausnutzung: 1.500 h/a)

Redox-Flow-Batterien

Um mit elektrochemischen Speichern größere Mengen Energie zu speichern, bedarf es Speichersysteme mit externem Speicher wie den seit den 1970er Jahren entwickelten Redox-Flow-Batterien. Die speicherbare Energiemenge lässt sich bei ihnen flexibel dimensionieren, weil Energieumwandlungseinheit und Speichermedium voneinander getrennt sind. Als Energielieferanten dienen im Gegensatz zu etwa Blei-Säure-Akkumulatoren zwei verschiedene Elektrolyte, in denen Metallsalze gelöst sind. Diese durchströmen (deshalb „flow“) – nur durch eine Membran voneinander getrennt – die Batteriezelle, das heißt die Energieumwandlungseinheit. Die Membran ist durchlässig für die Ionen des Salzes, so dass diese zwischen den durchströmenden Elektrolyten ausgetauscht werden können. Auf diese Weise nehmen die Flüssigkeiten Energie auf.

Beliebig dimensionierbare Tanks dienen als Energiespeicher. In ihnen werden die Flüssigkeiten getrennt von der Batteriezelle gelagert. Wird die Energie wieder benötigt, lässt sie sich leicht aus den Elektrolyten zurückgewinnen. Je nach Auslegung der Batteriezelle können für sehr kurze Zeit sehr große Leistungen erzeugt werden oder aber eine geringe Leistung bei insgesamt längerer Laufzeit. Die verschiedenen Redox-Flow-Systeme befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Während Zink-Brom-Systeme und Vanadium-Redox-Batterien am weitesten ausgereift und im kommerziellen Einsatz sind, befinden sich Eisen-Chrom-Systeme derzeit im Demonstrationsstadium. Blei-Flow-Batterien sind über das Laborstadium bisher nicht hinaus gekommen.

Erfahrungen mit der großtechnischen Anwendung von Vanadium-Redox-Batterien sammelte das kanadische Unternehmen VRB Power Systems u.a. in einem Pilotprojekt in Nordirland, das über ein schwaches, nur schlecht mit dem restlichen Europa verbundenes Stromnetz verfügt. Weil bei großer Stromproduktion der Strom nicht außer Landes transportiert werden kann, sind hier Möglichkeiten zur Stromspeicherung umso wichtiger. Das Unternehmen hat Speicher mit einer Kapazität von 12 MWh und einer Leistung von 2 MW installiert, die bei starkem Wind den überschüssigen Strom aus einem 38 MW-Windpark aufnehmen können. Seit Anfang 2009 ist VRB Power Systems Teil des Unternehmens Prudent Energy. Im Frühjahr 2011 ist unter Prudent Energy ein 500 kW Redox-Flow Projekt im chinesischen Zhangbei in der Provinz Hebei mit einer Kapazität von 1 MWh abgeschlossen worden.

Neben einem nahezu verschleißfreien Betrieb bieten Redox-Flow-Batterien den Vorteil, dass sie sich faktisch nicht entladen und deshalb die Energie gegebenenfalls auch sehr lange speichern können. Der irische Windpark Sorne Hill mit 38 MW Leistung wird durch eine Vanadium-Redox-Batterie mit 1,5 MW Leistung und 12 MWh Speicherkapazität unterstützt. Auch in Japan und den USA sind weitere Windparks mit Redox-Flow-Batterien als Puffer gekoppelt.

Kennzahlen Redox-Flow-Batterien

Einsatzgebiet	Langzeitspeicher; Spannungsregulierung
Wirkungsgrad	70 – 80 %
Leistung	30 kW – 10 MW
Stromspeicherkapazität	bis 5 MWh, Planungen bis 120 MWh
Energiedichte	15 - 70 Wh/kg
Entladezeit	1,5 s – 10 h
Selbstentladerate	keine nennenswerte Selbstentladung
Zyklenzahl	10.000
Spezifische Investitionskosten	100 - 1.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	Prototyp, vereinzelt marktreif
Entwicklungspotenzial	Kostenreduktion; Weiterentwicklung der Membranen; Erforschung der Hydrodynamik und Dichtung
Stromgestehungskosten	30,5 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, Wirkungsgrad: 70 %) 101,5 ct/kWh (Annahmen: 200 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, Wirkungsgrad: 70 %)

Wasserstoffspeicher

Eine weitere Möglichkeit zur elektrochemischen Speicherung von Strom ist die Speicherung von Wasserstoff. Wasserstoff wird mittels Elektrolyse gewonnen, indem zwei Elektroden (meist aus Platin und Paladium), an die eine Spannung angelegt ist, in Wasser getaucht werden. Als Nebenprodukt entsteht zusätzlich Sauerstoff. Der gewonnene Wasserstoff selbst kann in Druckgasspeichern, Flüssiggasspeichern und Metallhydridspeichern gelagert werden, bevor er in Brennstoffzellen zurückverstromt wird. Die Aufbewahrung von Wasserstoff stellt jedoch eine besonders große sicherheitstechnische Herausforderung dar, weil Wasserstoff in Kontakt mit Luft ein hochexplosives Knallgas bildet, das bei einem Wasserstoffanteil von 5 bis 85 Prozent entzündbar ist.

In Druckgasspeichern wird Wasserstoff heute bei bis zu 700 bar komprimiert. Der Transport des Wasserstoffs wird damit erschwert, da massive Speicherbehälter bei großem Gewicht nur relativ geringe Mengen des Gases transportieren können. Nachteilig ist zudem der hohe Energieaufwand für die starke Komprimierung. Bei 700 bar entspricht dies in etwa 15 Prozent des Energiegehaltes des Wasserstoffs, so dass der Gesamtwirkungsgrad sinkt.

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff ist dessen Aufbewahrung in flüssiger Form. Im Vergleich zur gasförmigen Speicherung werden hier weitaus größere Speicherdichten erreicht. Jedoch muss in diesem Fall der flüssige Wasserstoff auf eine Temperatur von -253°C gekühlt werden. Die Tanks benötigen eine entsprechend gute Dämmung.

Eine dritte Variante der Lagerung von Wasserstoff bieten Metallhydridspeicher. In hochporösem Material – zumeist Titan-Eisen oder Nickelverbindungen – wird der Wasserstoff chemisch eingelagert und bei Erwärmung des kalten Materials wieder abgegeben. Zwar lassen sich auf diese Weise im selben Volumen mehr Wasserstoffmoleküle speichern als in flüssiger Form. Jedoch sind die Speicher so schwer und teuer, dass sie bisher lediglich in U-Booten eingesetzt wurden.

Neben der Speicherung kann Wasserstoff auch in Pipelines transportiert werden. Da es sich bei Wasserstoff um ein sehr flüchtiges Gas handelt, stellt hierbei die Dichtung eine besondere Herausforderung dar.

Der große Vorteil der Stromspeicherung in Form von Wasserstoff liegt in dessen großer Energiedichte. Würde etwa der Kavernenspeicher des Druckluftspeichers Huntorf mit Wasserstoff statt Luft gefüllt werden, könnte ganz Deutschland für circa 30 Minuten mit Strom versorgt werden. (Die Anlage in Huntorf kann mit dem Speichermedium Druckluft tatsächlich 580 MWh Speicherkapazität bereitstellen, womit sich rechnerisch ein halbe Minute lang der gesamte deutsche Bruttostromverbrauch decken lässt.)

Mit den bisher erreichten Wirkungsgraden und den bestehenden Sicherheitsproblemen sind Wasserstoffspeicher nach Aussage des Forschungsverbundes Erneuerbare Energien (FVEE) energiewirtschaftlich noch nicht attraktiv. Der Verbund schätzt, dass die Wasserstoffspeicherung erst ab einem Anteil der Erneuerbaren Energien von über 50 Prozent an der Stromproduktion sinnvoll ist. Interessant könnte die Wasserstoffspeicherung für Offshore-Windenergieanlagen mit einer Entfernung von über 100 Kilometern von der Küste werden, weil hier ein Netzanschluss verhältnismäßig teuer ist.

In Niedersachsen verfolgt derzeit das Forschungsprojekt HyWindBalance das Ziel, Windparks und Wasserstoffspeicher so zu kombinieren, dass die Stromerzeugung planbarer wird und der Bedarf an Regelenergie aus konventioneller Kraftwerksleistung reduziert wird. Mittelfristig könnte der mit Hilfe der Windenergie gewonnene Wasserstoff auch außerhalb der unmittelbaren Elektrizitätsversorgung Verwendung finden, zum Beispiel als Treibstoff für Kraftfahrzeuge mit Brennstoffzellen. Seit dem Sommer 2007 setzt die Firma Enertrag, ein Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Wasserstoff als Speicher für Windenergieanlagen ein. Enertrag hat Windenergieanlagen mit einer Leistung von 230 MW und Biogasanlagen mit 20 MW Leistung zum „Kraftwerk Uckermark“ zusammengeschlossen. Die Anlagen im Nordosten Brandenburgs speisen Strom in ein eigenes Erdkabelnetz ein. Die Einspeisung ist durch ein Steuerungssystem so abgestimmt, dass jederzeit bedarfsgerechte Strommengen abgegeben werden können. Bei einem Überangebot von Windstrom in der Region wird dieser von einem Elektrolyseur mit 500 kW Leistung in Wasserstoff umgewandelt. Wasserstoff und Biogas werden gemeinsam gespeichert und entsprechend der Nachfrage wieder verstromt. Schwankungen der Produktion von Windstrom können im Kraftwerk Uckermark ausgeglichen werden. Es speist dann direkt und bedarfsgerecht in das europäische Übertragungsnetz ein.

Kennzahlen Wasserstoffspeicher

Einsatzgebiet	Langzeitspeicher; Spannungsregulierung
Wirkungsgrad	20 – 40 %
Leistung	kW- bis GW-Bereich
Energiedichte	33.000 Wh/kg 2.300 Wh/l
Entladezeit	Sekunden bis Tage
Selbstentladerate	0 bis 1 % pro Tag
Spezifische Investitionskosten	noch nicht ausweisbar
Marktstadium	Prototypen; kommerzielle Anwendung noch ausstehend
Stromgestehungskosten	53 ct/kWh (Annahmen: 200 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, Wirkungsgrad Elektrolyse: 70 %, Wirkungsgrad GuD-Kraftwerk zur Rückverstromung: 57 %)

Synthetisches Methan

Die seit 2009 auf Basis von Arbeiten des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) verstärkter diskutierte Möglichkeit der Speicherung von elektrischer Energie ist die Umwandlung von Strom in synthetisches Methangas. So kann z.B. Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen zur Herstellung von erneuerbarem Methangas verwendet werden.

Dabei wird der zur Wasserstoffelektrolyse benötigte Strom aus Überkapazitäten der Windkraft- bzw. Photovoltaikanlagen verwendet (vgl. Beschreibung des Verfahrens im vorherigen Kapitel „Wasserstoffspeicher“, S. 20). Der gewonnene Wasserstoff wird dann zusammen mit Kohlendioxid in Methangas und Wasser umgewandelt. Das benötigte Kohlendioxid kann dabei im Idealfall je nach Standort aus Industrieabgasen oder z.B. aus dem Rohbiogas einer Biogasanlage bezogen werden. Auch das bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern freigesetzte Kohlendioxid kann als Quelle dienen, ist jedoch aus ökologischen Aspekten umstritten.

Ein Vorteil dieser Speicherart ist, dass das Erdgasnetz als Speichermedium das synthetische Methangas vollständig und ohne weitere Konversionsschritte aufnehmen kann. Zwar ist das Methanisierungsverfahren durch den Kohlendioxidbedarf mit zusätzlichem Aufwand verbunden. Im Gegensatz zu Wasserstoffspeichern fallen jedoch keine weiteren Verluste durch Komprimierung, weitere Umwandlung oder Kühlung an. Methan kann sowohl für kurzfristige Spitzenbedarfsdeckung eingesetzt werden, als auch als Langzeitspeicher dienen. Hierfür steht das Erdgasnetz mit seinen unterirdischen Erdgasspeichern (Kavernen) zur Verfügung. Die gespeicherte Energie muss – wie im Fall von Wasserstoffspeichern – nicht zwingend wieder verstromt werden, sondern kann über vorhandene Erdgaspipelines und Erdgasspeicher auch im Wärme- und Kraftstoffsektor flexibel verwendet werden, z.B. in Erdgas- und Biogas-Blockheizkraftwerken oder in gasbetriebenen Fahrzeugen.

Bei der Methanisierung werden Nutzungsgrade von 55 bis 65 Prozent (Verhältnis von erneuerbarem Strom zu erzeugtem synthetischen Methangas) erwartet. Bei der Rückverstromung des Methans, z.B. in Kraft-Wärme-Kopplung, sinkt der Gesamtwirkungsgrad weiter und liegt im Bereich von Wasserstoffspeichern. Andere Speichertechnologien weisen zwar deutlich höhere Wirkungsgrade auf, sind aber nicht so gut skalierbar und flexibel einsetzbar. Die Entwickler am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) sehen in synthetischem Methangas daher selbst bei geringen Wirkungsgraden eine Alternative, bevor es zur Abregelung von Überangeboten von Strom aus Erneuerbaren Energien kommt.

Die Speicherung von elektrischer Energie als synthetisches Methangas steht in ihrer Entwicklung aber noch ganz am Anfang. Bisher existiert nur eine Pilotanlage in Vaihingen bei Stuttgart mit 25 kW Leistung. Eine erste Testanlage mit 10 MW Leistung soll 2012 in Kooperation des IWES, dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) und der Firma Solar Fuel Technology entstehen. Aber auch der Automobilhersteller Audi zeigt Interesse am synthetischen Methangas. In Zusammenarbeit mit Solar Fuel soll bis 2013 eine Anlage mit 6,3 MW die Produktion von synthetischem Methangas aufnehmen. Das synthetische Methan soll hier ausschließlich für den Verbrauch von gasbetriebenen Fahrzeugen Verwendung finden werden.

Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von synthetischem Methangas aus erneuerbarem Strom sind bisher kaum möglich. Erwartet werden auch im Jahr 2020 gegenüber der Wasserstoffproduktion noch höhere Kosten für die Bereitstellung des Methans. Offen bleibt, ob dennoch durch attraktivere Nutzungskonzepte eine Markteinführung erreicht werden kann.

Fazit

Kein Stromnetz kommt ohne Stromspeicher aus. Die heute verfügbaren Stromspeicher bieten vielfach marktreife Lösungen, mit denen Angebots- und Nachfragespitzen unterschiedlicher Quellen Erneuerbarer Energien geglättet bzw. überbrückt werden können.

Sollen Stromangebot und -nachfrage in Netzen mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien zusammengebracht werden, dann sind Stromspeicher eine Option neben dem Ausgleich über das Stromnetz oder dem Vermeiden bzw. Verschieben von Stromnachfrage. Um die Weiterentwicklung der Energiespeichertechnologien zu fördern, haben das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und das Bundesministerium für Bildung und Forschung 2011 ein Förderprogramm gestartet. Die so genannte „Förderinitiative Energiespeicher“ stellt in einer ersten Phase bis 2014 ein Budget von 200 Millionen Euro zur Verfügung, um Forschung und Entwicklung in Sachen Stromspeicher weiter voranzutreiben.

Wichtig ist, dass Stromspeicher nur eines von mehreren Mitteln sind, für Netzstabilität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu sorgen. Der Entwicklungsprozess der Speichertechnologien ist dabei kein Hindernis für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Ob der Ausbau bestimmter Stromspeicher ökonomisch sinnvoll ist, muss vor diesem Hintergrund immer auch mit Maßnahmen abgewogen werden, die zusätzliche Stromspeicher tendenziell überflüssig machen können: Ausbau des Stromnetzes, Erleichterung des Stromimports und -exports, gezielte Steuerung der Verbraucherseite durch Netzmanagement und intelligente Stromzähler.

Glossar

Energiedichte	Die Energiedichte stellt das Verhältnis von nutzbarer Energie zur Masse oder zum Volumen dar. Sie gibt an, wie viel Energie eine Masseneinheit (in kWh/kg) oder Volumeneinheit (in kWh/l oder kWh je m ³) eines Speichers enthält.
Entladezeit	Die Entladezeit gibt an, über welchen Zeitraum hinweg ein Speicher Strom liefern kann, bevor er erneut geladen werden muss.
Schwarzstartfähigkeit	Die Schwarzstartfähigkeit bezeichnet die Eigenschaft eines Speichers, ohne zusätzliche elektrische Energie aus dem abgeschalteten Zustand hochfahren und Energie bereitstellen zu können. Diese Eigenschaft ist besonders bei totalen Stromausfällen von Bedeutung.
Selbstentladerate	Die Selbstentladerate gibt an, wie viel Prozent der in der Batterie gespeicherten Energie ohne aktive Entnahme pro Stunde bzw. pro Tag verloren gehen. Diese Größe wird umso relevanter, je länger die Energie gespeichert werden soll.
Stromspeicherkapazität	Die Stromspeicherkapazität gibt Auskunft darüber, wie viel Strom aus dem Speicher als nutzbare Energie zur Verfügung steht.
Wirkungsgrad	Der Wirkungsgrad gibt an, wie viel Prozent des dem Speicher zugeführten Stromes nach der Speicherung wieder zur Verfügung stehen. Er bezeichnet damit das Verhältnis von abgegebener zu aufgenommener Leistung.
Zyklenzahl / Zyklusfestigkeit	Die Zyklusfestigkeit / Zyklenzahl eines Speichers gibt Auskunft darüber, wie oft der Akku geladen und entladen werden kann. Eine geringe Zyklusfestigkeit macht einen Speicher insgesamt unwirtschaftlich, weil sie seine Lebensdauer beschränkt.

Quellen und weitere Informationen

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE)/Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE): Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, Januar 2009.

Bundesnetzagentur: Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit; zugleich Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes. Bonn, August 2011.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Berlin, November 2007.

BMU/Umweltbundesamt (UBA): Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung. Fallstudie im Rahmen des Forschungsprojektes Innovative Umweltpolitik in wichtigen Handlungsfeldern. Berlin/Dessau, Dezember 2007.

Dähn, Astrid: Strom aus Konserven. In: Zeit Wissen, Nr. 5/2008, S. 88-94.

Deutscher Bundestag: Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung: Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“. Drucksache 16/10176. Berlin, August 2008.

Deutsche Energieagentur (DENA): DENA-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin, November 2010.

DENA: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Berlin, Februar 2010.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) u.a.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben V. Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern. Stuttgart, Juni 2011.

DLR/Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES)/Ingenieurbüro für neue Energien (IfNE): Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Datenanhang II. Kassel/Stuttgart/Teltow, Dezember 2010.

Eurosolar: Dokumentation der International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Gelsenkirchen/Bonn/Berlin 2006-2011. www.eurosolar.org

Fraunhofer IWES: Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Kassel, Februar 2011.

Fraunhofer IWES: Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Kassel, Februar 2010.

HyWindBalance: Forschungsprojekt Wind-Wasserstoff-Systeme zur Bereitstellung von Regelenergie. www.hywindbalance.de

Institut für Energie- und Umweltforschung (IfEU): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Heidelberg, Mai 2009.

Janzing, Bernward: Windgas für jedermann. In Neue Energie, Nr. 7/2011. S. 35-37.

Janzing, Bernward: Strom nach Bedarf. In: Neue Energie, Nr. 8/2008. S. 60-62.

Sauer, Dirk Uwe: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: Solarzeitalter 4/2006, S. 12-34.

Sterner, Michael/Specht, Michael u.a.: Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter 1/2010, S. 51-58.

Tamme, Rainer: Speichertechnologien für Erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung. Forschungsverbund Sonnenergie, FVS-Themen 2006, S. 82-90.

Wiedemann, Karsten: Der unsichtbare Speicher. In: Neue Energie, Nr. 7/2011, S. 31-34.

Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik (VDE): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt, Dezember 2008.

In der Reihe Renums Spezial sind bisher erschienen:

Titel der Ausgabe	Nr.	Datum
Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der deutschen Bevölkerung	56	März 12
Nachhaltigkeit von Bioenergie und fossilen Energieträgern im Vergleich	55	Jan 12
Biokraftstoffe - Rahmenbedingungen, Klima- und Umweltbilanz, Marktentwicklungen	54	Jan 12
Zertifizierung von Bioenergie – Wie Nachhaltigkeit in der Praxis funktioniert	53	Dez 11
Kosten und Preise für Strom	52	Sept 11
Konflikte und Risiken der Energieversorgung – Erneuerbare Energien als Beitrag zu Ressourcenversorgung und Energiesicherheit	51	Feb 11
Erneuerbare im Netz – Die notwendige Anpassung der Versorgungsinfrastruktur	50	Feb 11
Klima- und Umweltschutz durch Erneuerbare Energien	49	Feb 11
Erneuerbare Energien – Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland	48	Jan 11
Erneuerbare Wärme – Klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift	47	Jan 11
Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien	46	Dez 10
Solarparks – Chancen für die Biodiversität	45	Dez 10
Bundesländervergleich Erneuerbare Energien 2010	44	Nov 10
Holzenergie – Bedeutung, Potenziale, Herausforderungen	43	Okt 10
Erneuerbare Energien – Mehr Unabhängigkeit vom Erdöl	42	Sep 10
20 Jahre Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland - eine Erfolgsgeschichte	41	Sept 10
Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken	40	Aug 10
Biokraftstoffe	38	Aug 10
Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien	37	Juli 10
Daten und Fakten Biokraftstoffe 2009	36	Juli 10
Grundlastkraftwerke und Erneuerbare Energien – ein Systemkonflikt?	35	Juni 10
Anbau von Energiepflanzen	34	Juni 10
Erneuerbare Energien und Elektromobilität	33	Juni 10
Wirtschaftsfaktor Erneuerbare Energien in Deutschland	32	Juni 10
Akzeptanz der Erneuerbaren Energien in der deutschen Bevölkerung	31	Mai 10
Erneuerbare Elektromobilität	30	April 10
Strom speichern	29	April 10
Kosten und Nutzen des Ausbaus Erneuerbarer Energien	28	März 10
10 Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz - 20 Jahre Stromeinspeisungsgesetz	27	März 10
Kosten und Preise für Strom – Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich	26	Feb 10
Häuslebauer nehmen Erneuerbare-Energien- Wärmegesetz gut an Umfrage unter 500 Bauunternehmen, Planungs- und Architekturbüros	24	Jan 10
Erneuerbare Energien in der Fläche	23	Jan 10
Reststoffe für Bioenergie nutzen	22	Jan 10
Regionale Wertschöpfung durch die Nutzung Erneuerbarer Energien	21	Dez 09
Biogas – Daten und Fakten 2009 –Energiebereitstellung	20	Nov 09
Wärme speichern	18	Nov 09
Zertifizierung von Bioenergieträgern	15	Nov 09
Erneuerbare Mobilität	12	April 09
Erneuerbare-Energien-Gesetz vs. Emissionshandel?	11	März 09
Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft	10	Jan 09
Deutscher Mittelstand für Erneuerbare Energien	9	Nov 09

Siehe auch: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/service/mediathek/renewsspezial.html>

**Agentur für Erneuerbare
Energien e.V.**

Reinhardtstr. 18

10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

www.unendlich-viel-energie.de

