

Anforderungen an elektrische Energiespeicher

Stationärer und mobiler Einsatz

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch, Dipl.-Ing. T. Mezger, Dipl.-Phys. T. Staudacher
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München

Kurzfassung

Die Anforderungen an elektrische Energiespeicher für großtechnische stationäre Anwendungen und den Einsatz von Akkumulatoren in Elektrostraßenfahrzeugen werden untersucht. Geeignete Bewertungskriterien ermöglichen eine Entscheidung bezüglich des in Frage kommenden Einsatzgebietes.

Im Fall der stationären Speicher wird ein Vergleich zwischen den verschiedenen Speichertechnologien gemäß ihrer wichtigsten Charakteristiken und Anwendungsfelder gezogen. Pumpspeicherkraftwerke sind technisch ausgereift und geeignet für einen Einsatz im Regelleistungsmarkt, als Peak-Shaver und zum Schwarzstart. CAES-Kraftwerke sind zwar technisch ausgereift, aufgrund des geringen Wirkungsgrades aber weniger wirtschaftlich als Pumpspeicherkraftwerke. AA-CAES-Kraftwerke weisen einen höheren Wirkungsgrad auf, sind aber noch in der Entwicklungsphase. Akkumulatoren für den großtechnischen Einsatz sind derzeit sehr teuer, jedoch ist hier mit weiteren Innovationen zu rechnen. Die Wasserstofftechnik hat ein hohes technisches Potenzial, die elektrolytische Wasserstofferzeugung mit anschließender Verstromung hat allerdings einen geringen Gesamtwirkungsgrad. Der Einsatz des durch regenerative Energien erzeugten Wasserstoffs als Kraftstoff für Fahrzeuge erscheint hier vorteilhafter.

Das Thema „Energiespeicher in Elektrostraßenfahrzeugen“ wird zunächst aus dem Blickwinkel der verschiedenen Interessensgruppen Kunden und Autohersteller gezeigt. Daraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die einzusetzenden Batterien. Ein Vergleich der Technologien zeigt, inwieweit die Systeme heute diesen Anforderungen gerecht werden. Zuletzt wird ein kurzer Überblick des „Vehicle to Grid“ Konzepts gegeben. Mögliche Anwendungsfelder wären unterschiedliche Formen von Regelleistung, Peak-Shaving und die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Abstract

The requirements of energy storages for large scale stationary applications and the use of batteries in electric cars are investigated. Suitable evaluation criteria make it possible to choose the eligible fields of application.

In the part of the stationary storages a comparison of the different storage technologies along their most important characteristics and their different areas of application is given.

Pumped hydro storage plants are technically mature and suitable for Load-Frequency-Control, Peak-Shaving and Black Starts. Despite being technically mature, CAES power plants are less economically efficient than pumped hydro storage plants. AA-CAES power plants have a higher degree of efficiency, but still require considerable technical development. Accumulators for industrial application are still too expensive. Nevertheless, ongoing innovation is to be expected. Hydrogen-technology also has great technical potential. Because of the low degree of efficiency of the electrolytic generation and the subsequent transformation into electricity, the use of hydrogen as a fuel for traffic seems to be more promising.

The subject "energy storage in electric cars" is observed from the point of view of the different user groups customer and car manufacturer. The results are different requirements to the installed batteries. A comparison of the technologies demonstrates in what extent the systems today fulfil these requirements. The last part comprises a short survey to the Vehicle to Grid concept. It would be possible to use it for different forms of Load-Frequency-Control, Peak-Shaving and for the integration of non-dispatchable renewable energy sources.

1. Einführung

In Zeiten unberechenbarer Energiepreise, der Ressourcenknappheit und der allgegenwärtigen Klimadebatte kommt der effizienteren Verwendung fossiler Energieträger sowie der verstärkten Nutzung regenerativer Energien eine Schlüsselrolle zu. Energiespeicher können sowohl zur verbesserten Betriebsweise konventioneller Anlagen als auch für die Entkopplung angebotsabhängiger regenerativer Energieerzeugung dienen und sind somit zur Sicherstellung einer zuverlässigen und nachhaltigen Energieversorgung unverzichtbar.

Zur Speicherung elektrischer Energie existieren neben elektrochemischen Speichern, Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerke, Schwungräder und supraleitende Spulen. Der Einsatz der unterschiedlichen Technologien ist abhängig vom Leistungs- und Energiebedarf. Wesentlich dabei sind vor allem ökonomische Überlegungen, die von den Kosten pro installierter Energie- und Leistungskapazität und insbesondere der erreichbaren Lebensdauer beeinflusst werden.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach den technischen Anforderungen an elektrische Energiespeicher. Dabei ist die Speicherung von elektrischer Energie für stationäre und mobile Anwendungen gleichermaßen von Bedeutung. Die Anforderungen an derartige Speicher werden durch ihr Einsatzgebiet bestimmt. In den unterschiedlichen Anwendungsfeldern stehen sie dabei im gegenseitigen Wettbewerb und im Wettbewerb mit Alternativtechnologien.

Es existieren zahlreiche konkurrierende Anforderungen an Speichersysteme. Eine Optimierung auf höchstmögliche Leistungsdichte führt beispielsweise meist zu Einbußen bei der Energiedichte. Weiterhin führt nahezu jede technische Optimierung zu höheren spezifischen Kosten. Nachfolgend sind die wichtigsten Anforderungen an Speichern in **Tabelle 1-1** aufgeführt.

Tabelle 1-1: Anforderungen an Energiespeicher /Wag 08/

energetische Qualität	hohe Energiedichte hohe Leistungsdichte niedriger kumulierter Energieaufwand wenig Verluste geringe Selbstentladung geringer Hilfsenergieverbrauch hoher Systemnutzungsgrad
Sicherheit	hohe Betriebssicherheit geringes Schadenspotenzial
Lebensdauer	hohe Zyklenlebensdauer hohe kalendarische Lebensdauer
Umweltverträglichkeit	Herstellung Nutzung Entsorgung
Wirtschaftlichkeit	niedrige Investitionskosten niedrige Betriebskosten

Zur Realisierung dieser Anforderungen stehen viele unterschiedliche Speichersysteme zur Verfügung. Eine Unterscheidung kann hinsichtlich ihrer Eigenschaften und damit dem optimalen Einsatzbereich vorgenommen werden. Die Entscheidung über die einzusetzende Speichertechnologie richtet sich nach der zu speichernden Energiemenge, der Speicherdauer, der erforderlichen Lade- und Entladeleistung, der Zyklenzahl und weiteren Rahmenbedingungen, wie z. B. Platzangebot, Akzeptanz etc.

2. Speichertechnologien für den stationären Einsatz

Pumpspeicherkraftwerk (PSW)

Eine der gebräuchlichsten mechanischen Speichermethoden im stationären Einsatz sind Pumpspeicherkraftwerke. PSWs werden seit Jahrzehnten in der Elektrizitätswirtschaft in großem Umfang zur Speicherung elektrischer Energie und zum Ausgleich von Schwankungen bei Stromangebot und -nachfrage verwendet. **Abbildung 2-1** gibt die Bewertung eines PSW in Bezug auf fünf bedeutende Eigenschaften wieder, nämlich relative Kosten, Energiedichte, Leistungsdichte, Nutzungsgrad und Zyklenzahl, welche Aufschluss über die mögliche Nutzungsdauer eines Systems gibt. Die Bewertungsskala reicht von 3 für „sehr gut“ bis 0 für „weniger gut“.

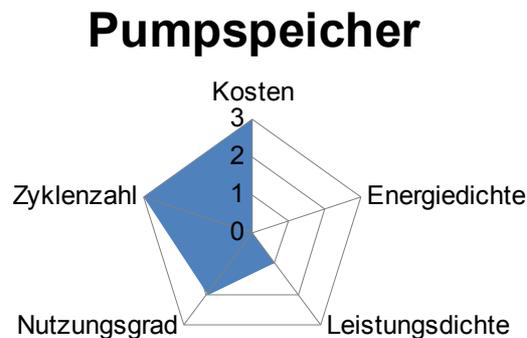


Abbildung 2-1: Kennzahlen eines PSW

Das Eigenschaftsprofil eines PSW erfüllt die Anforderungen in erster Linie im Regelleistungsmarkt, als Peak-Shaver und im Schwarzstartereinsatz. Die relative Stärke in Bezug auf Kosten, Zyklenzahl und Nutzungsgrad macht es in den genannten Anwendungsgebieten praktisch konkurrenzlos. Die mangelnde Energie- und Leistungsdichte ist aufgrund der großen Menge an gespeichertem Wasser für die oben genannten Anwendungen ohne große Bedeutung. Wichtig ist jedoch eine zuverlässige Bedarfsprognose, da die hohe Anfangsinvestition eine Abschreibung über Jahrzehnte erfordert.

Weltweit sind ca. 280 Pumpspeicherkraftwerke mit über 80.000 MW an Pumpspeicherleistung installiert, in Deutschland sind es 33 Kraftwerke mit ca. 6.900 MW /GAT 08/.

Pumpspeicherkraftwerke sind zwar technisch ausgereift, doch durch eine geringe Zahl geeigneter Standorte in Deutschland und in vielen anderen europäischen Ländern ist das weitere Ausbaupotenzial bei akzeptablen Investitionskosten jedoch begrenzt. Die verstärkte Anbindung von Pumpspeicherkraftwerken bedarf zudem erheblicher Investitionen in das Übertragungsnetz.

Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES)

Als Druckluftspeicher sind geologische Strukturen wie Salzkavernen und Aquifere mit einem Volumen von mehreren 100.000 m³ geeignet, wie sie heutzutage bereits als saisonale Speicher für Erdgas genutzt werden. Leckageverluste treten hierbei keine auf, da die Salzformationen, meist Steinsalz, gasundurchlässig sind. Je nach Teufe (ca. 600 - 1.800 m) können Speicherdrücke von über 200 bar realisiert werden /BMW 09 Schaeck, *Micro-Hybrid Series Application of VRLA Batteries (AGM)*, Essen 20.01.-21.01.2009,

CRO 03/. Um die mechanische Stabilität nicht zu beeinträchtigen, ist die Speichertemperatur jedoch auf maximal 40 °C begrenzt /LEO 05/. Alternativ zu Salzkavernen und Aquiferen bietet sich die Nutzung aufgelassener Bergwerke an, deren geologische Gegebenheit es in der Regel erlaubt, auf eine Abkühlung der verdichteten Luft zu verzichten. Problematisch erweist sich hier jedoch der aufwendige Nachweis der Dichtigkeit. Die regionale Verfügbarkeit eines geeigneten Druckluftspeichers ist somit auch das entscheidende Kriterium für den Bau eines CAES-Kraftwerkes. In Deutschland finden sich geeignete Salzlagerstätten insbesondere in der nordwestdeutschen Tiefebene und unterhalb der Nordsee. Durch Solung mit Meerwasser können hier auf relativ einfache und umweltfreundliche Art Kavernen mit bis zu 1 Mio. m³ geschaffen werden /LAN 03/. Im Vergleich mit Pumpspeicherkraftwerken entsteht somit durch CAES-Kraftwerke eine deutlich geringere Beeinträchtigung der Landschaft.

Gegenüber konventionellen Gasturbinenkraftwerken weisen CAES-Kraftwerke ein besseres Teillastverhalten und eine schnellere Startbereitschaft auf, so dass sie sehr gut für die Bereitstellung von Regelenergie geeignet sind. Durch die mechanische Entkopplung von Motor-Kompressor-Einheit und Gasturbinen-Generator-Einheit ist darüber hinaus eine noch höhere Flexibilität und Effizienz der Gesamtanlage möglich. Andererseits kann der Motor auch als Generator verwendet werden, wenn aus Kostengründen Kompressor, Motor und Gasturbine auf einer Welle angeordnet werden.

Der entscheidende Nachteil der CAES-Kraftwerke ist ihr geringer Gesamtnutzungsgrad. In der Literatur wird zwar häufig ein Wert von 54 % (mit Abgaswärmenutzung zur

Luftvorwärmung) bzw. 42 % (ohne LuVo) angegeben /BMW 09 Schaeck, *Micro-Hybrid Series Application of VRLA Batteries (AGM)*, Essen 20.01.-21.01.2009,

CRO 03/. Hierbei wird jedoch die erzeugte Strommenge auf die Summe von Gasmenge und elektrischer Energie zur Kompression bezogen. Nimmt man die Kennwerte des Kraftwerkes Huntorf als Basis und geht davon aus, dass als Referenz die elektrische Energie für den Verdichter von einer modernen Gasturbine mit 40 % Wirkungsgrad bereitgestellt wird, ergibt sich für das CAES-Kraftwerk ein Gesamtwirkungsgrad von lediglich 27 % /FfE 07/.

Abbildung 2-2 gibt die Bewertung von fünf wichtigen Eigenschaften wieder.

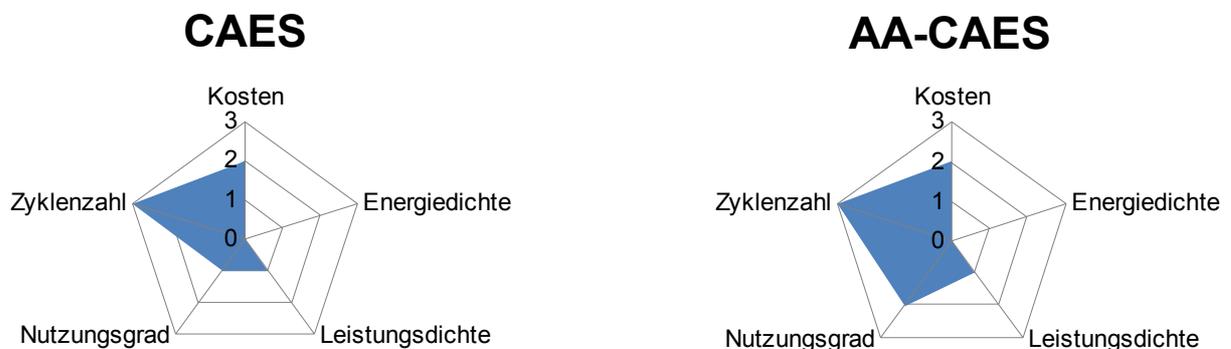


Abbildung 2-2: Kennzahlen eines CAES / AA-CAES

Die Lösung des Problems des geringen Wirkungsgrads könnte das adiabate Druckluftspeicherkraftwerk (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, AA-CAES) darstellen. Es nutzt zusätzlich die bei der Kompression der Luft frei werdende Wärme. Diese wird in einem Wärmespeicher zwischengespeichert und wirkt der beim Entspannen der Luft entstehenden Abkühlung mittels Wärmetauscher entgegen. Dadurch können theoretisch Nutzungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Diese neue technische Herausforderung verlangt die Weiterentwicklung der Kompressor- und Wärmespeichertechnik, die bei hohem Druck und Temperatur große Wärmemengen speichern soll. Es wird mit Serienreife ab 2015 gerechnet. Zudem ist auch eine nachträgliche Umrüstung einer CAES- zu einer AA-CAES-Anlage möglich.

Schwungmassenspeicher

Schwungmassenspeicher ermöglichen einen sehr schnellen Zugriff auf die gespeicherte Energie innerhalb weniger Tausendstelsekunden. Sie sind wartungsarm, haben relativ geringe Investitionskosten und können eine hohe Energiedichte aufweisen. Um eine möglichst hohe Energiedichte zu erhalten, sind aus technischen Gründen Schwungräder mit einer höheren Umdrehungszahl besser geeignet als Ausführungen mit höherer Masse.

Der Wirkungsgrad kann bei Kurzzeitspeicherung bei über 90 % liegen. Nachteilig ist die hohe Selbstentladungsrate von bis zu 20% pro Stunde, die durch Reibungsverluste verursacht ist. Um die Reibungsverluste gering zu halten, befinden sich moderne Schwungräder oftmals in einer Vakuumkammer. Gegenstand der Forschung ist eine berührungslose Aufhängung des Schwungrades mit Hilfe supraleitender Magnetlager, was zwar eine Kühlung erforderlich macht, Reibungsverluste aber praktisch eliminiert. **Abbildung 2-3** gibt die Bewertung der fünf betrachteten Eigenschaften wieder.

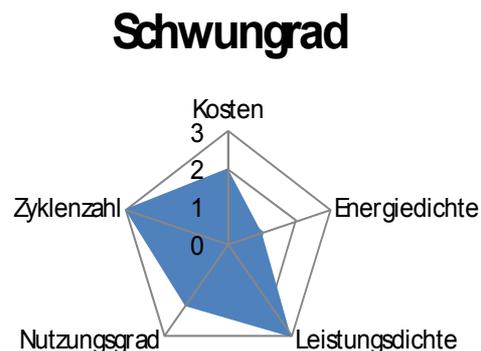


Abbildung 2-3: Kennzahlen eines Schwungrads

Schwungmassenspeicher sind als Kurzzeitspeicher geeignet, Anwendungsbereiche sind die Notstrom- und unterbrechungsfreie Stromversorgung. Systeme mit mehreren Schwungrädern könnten auch zum Ausgleich von Schwankungen bei der Stromeinspeisung von Windkraftanlagen verwendet werden.

Elektromagnetische Energiespeicher (SMES)

Die Fortschritte auf dem Gebiet der Werkstoffentwicklung haben Energiespeichertechnologien unter Verwendung von Supraleitern ermöglicht. Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) speichern Energie im magnetischen Feld einer stromdurchflossenen Spule. Die stromdurchflossene Spule besteht aus Supraleitermaterial,

dadurch fließt der gespeicherte Strom ohne Verluste. Für die Supraleitfähigkeit muss die Spule auf eine Temperatur unterhalb der Sprungtemperatur gekühlt werden.

Kommerziell verfügbare Speichersysteme basieren auf Niedertemperatur-Supraleitern (LTS, Low Temperature Superconductor), welche eine Temperatur unter ca. 4 K und somit eine teure Heliumkühlung benötigen. Sie wurden zur Kompensation fluktuierender Lasten bei kritischen Prozessen, z.B. bei Halbleiter-Fabrikationsanlagen, eingesetzt. Typische Kapazitäten und Leistungen von LTS-SMES liegen bei 0,28 bis 2,8 kWh und 0,5 bis 10 MW.

Aktuelle Forschungsprojekte zielen darauf hin, SMES aus Hochtemperatur-Supraleitern (HTS) herzustellen. Hierfür sind Betriebstemperaturen von 20 bis 30 K möglich. Als Konsequenz hieraus sinken die Kosten für Peripheriegeräte wesentlich. Es gibt bereits Versuche mit Supraleitern mit einer Sprungtemperatur über 77 K, die eine sehr günstige Stickstoff-Kühlung ermöglichen. HTS- Systeme weisen im Vergleich zu LTS- Systemen eine wesentlich kleinere Speicherkapazität auf /FfE 07/. **Abbildung 2-4** gibt einen Überblick über die Eigenschaften eines SMES:

SMES

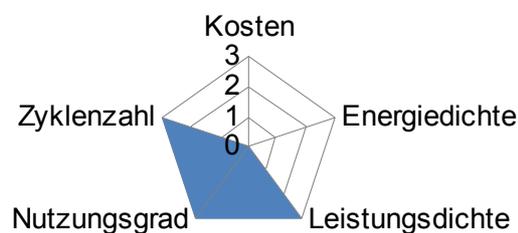


Abbildung 2-4: Kennzahlen eines SMES

Aufgrund kurzer Ansprech- und Entladezeiten werden SMES hauptsächlich zur Sicherung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung, zur Kompensation fluktuierender Lasten, zur Spannungshaltung und zur Bereitstellung von Sekundenreserve eingesetzt.

Akkumulatoren

Der Fokus im Zusammenhang mit Akkumulatoren liegt gegenwärtig vor allem im Bereich portabler und mobiler Anwendungen. Jedoch gewinnt der stationäre Einsatz zunehmend an Bedeutung, was sich in einer Reihe von interessanten Projekten und Forschungsvorhaben,

vor allem im Zusammenhang mit der Netzeinspeisung von Windenergie, weltweit manifestiert. **Abbildung 2-5** gibt jeweils fünf bedeutende Kennzahlen für drei unterschiedliche Akkumulatoren wieder.

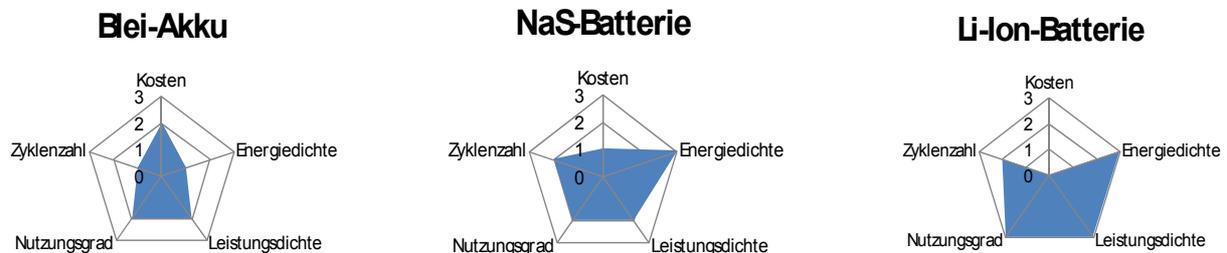


Abbildung 2-5: Kennzahlen von Akkumulatoren

Bleiakkumulatoren im stationären Einsatz erreichen eine Lebensdauer von bis zu 12 Jahren. Sie werden zur unterbrechungsfreien Stromversorgung, Notstromversorgung und in Energiespeichersystemen für photovoltaische Anlagen eingesetzt. Sie zeichnen sich vor allem durch geringe Kosten, hohe Verfügbarkeit und die Einsatzmöglichkeit in einem großen Temperaturbereich aus. Die bisher größte deutsche Anlage war im West-Berliner Stromnetz im Einsatz, das bis zur Wiedervereinigung als Inselnetz betrieben wurde. Die 17 MW-Anlage der BEWAG diente dort zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung. Sie hatte eine Speicherkapazität von 14 MWh.

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren werden seit 15 Jahren in Japan als Energiespeicher eingesetzt. Sie dienen dort unter anderem der Notstromversorgung in erdbebengefährdeten Gebieten. Seit 2002 werden sie kommerziell genutzt.

Bei Natrium-Schwefel-Akkumulatoren liegen die beiden Elektroden Natrium und Schwefel in flüssiger Form vor, weswegen eine Betriebstemperatur von 290 – 360°C erforderlich ist. Natrium-Schwefel-Zellen haben eine hohe Energiedichte und einen Wirkungsgrad von ca. 85 %, mit Berücksichtigung der notwendigen Heizung kommt eine Stromspeicheranlage auf insgesamt 75 %.

Bis auf die Notwendigkeit der permanenten Erwärmung ist dieser Akkumulator weitgehend wartungsfrei. Die Lebensdauer beträgt 15 Jahre mit bis zu 2500 Zyklen bei vollständiger Entladung oder bis zu 4500 Zyklen bei 90 % Entladung und ist damit deutlich länger als bei den meisten anderen Akkumulatorsystemen.

Es tritt kein Memory-Effekt auf, daher sind Natrium-Schwefel-Akkumulatoren auch als Stromspeicher für Fotovoltaik- und Windkraftanlagen, bei denen sehr unregelmäßige Ladezyklen auftreten, geeignet. In der japanischen Region Tohoku wurde 2007 eine

Natrium-Schwefel-Akkumulatoranlage mit 30 MW Leistung als Speicher für einen Windpark mit 50 MW in Betrieb genommen /TSB 07/.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren weisen im Vergleich zu den anderen Systemen eine hohe Energiedichte auf. Ihr Einsatzgebiet erstreckt sich daher im Wesentlichen auf mobile Anwendungen. Im stationären Bereich jedoch stehen einer breiten Einführung die heutigen noch hohen Kosten im Bereich von 500 bis 1000 €/kWh im Wege. Lithium-Batterien wird aber noch ein enormes Kostenreduktionspotenzial zugeschrieben, so dass sich diese Speichertechnik auch im stationären Bereich weiter etablieren wird.

Redox-Flow-Batterie

In Redox-Flow-Batterien wird elektrische Energie in Form gelöster Salze in zwei Elektrolytlösungen gespeichert. Beim Lade- und Entladevorgang werden die Elektrolytlösungen durch eine Konvertereinheit gepumpt, in der ein Ionenaustausch und somit ein Stromfluss stattfindet.

Da die Konvertereinheit von Redox-Flow-Batterien in der Herstellung relativ aufwändig und teuer ist, werden meistens Systeme mit vergleichsweise geringer Leistung und hoher Speicherkapazität konzipiert. Sie sind daher für Anwendungen geeignet, bei denen eine gleichmäßige Leistung über eine längere Zeit benötigt wird. Die Entladedauer liegt demgemäß im Bereich mehrerer Stunden oder Tage.

Eine erprobte Variante der Redox-Flow-Batterie ist die Vanadium-Redox-Batterie. Ein Vorteil der Vanadium-Redox-Batterie ist der hohe Wirkungsgrad von 80 - 85 %, der bei Berücksichtigung der Pumpenergie immer noch bei über 75 % liegt. Die Energiedichte liegt im selben Bereich wie die der Bleiakkumulatoren. Zur großtechnischen Energiespeicherung bietet es sich an, die Elektrolyt-Tanks unterirdisch zu installieren, weswegen die geringe Energiedichte hier keinen großen Nachteil bedeutet. **Abbildung 2-5** gibt die Bewertung von fünf wichtigen Kennzahlen wieder.

Redox-Flow-Batterie

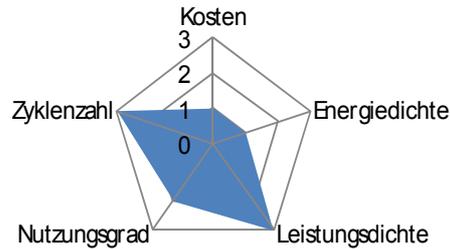


Abbildung 2-5: Kennzahlen einer Redox-Flow-Batterie

Ein weiterer Vorteil ist die hohe Lebensdauer und die volle Recyclebarkeit der Vanadium-Lösungen, wodurch diese praktisch unbegrenzt und ohne Vanadiumverbrauch nutzbar sind. Es tritt kein Memory-Effekt auf, die Selbstentladungsrate ist vernachlässigbar gering und im Gegensatz zu den meisten Akkumulatoren verursacht eine Tiefentladung keine Schäden. Das Laden der Batterie ist in der gleichen Geschwindigkeit möglich wie das Entladen, die Wartungskosten sind gering. Nachteilig sind derzeit noch die hohen, leistungsbezogenen Investitionskosten von 1.500 – 4.000 € / kW. /GAT 08 /

Aufgrund der hohen Zyklenzahl und der Skalierbarkeit der Kapazität sind Vanadium-Redox-Batterien als Speicher zur Netzeinbindung erneuerbarer Energien geeignet. Im Januar 2005 wurde in Tomamae, Japan, eine Anlage mit 4 MW Leistung und 6 MWh Speicherkapazität zur Einspeiseglättung eines Windparks installiert, daneben gibt es in Japan noch mehrere andere Projekte.

Doppelschichtkondensator (DLC)

Doppelschichtkondensatoren (Double layer capacitor, DLC) weisen eine hohe Leistungsdichte und lange Lebensdauer auf. Elektrische Energie kann schnell geladen und wieder abgegeben werden.

Aufgrund ihrer hohen Selbstentladungsrate eignen sie sich nicht als Energiespeicher über längere Zeiträume. Vielmehr eignen sie sich aufgrund ihrer hohen Anzahl von Lade-/Entladezyklen und ihrer hohen Leistungsfähigkeit zur Sicherung der Spannungsqualität in Netzen. DLCs zählen zu den Hochleistungsspeichern.

Abbildung 2-6 zeigt die Bewertung von fünf wichtigen Kennzahlen eines Doppelschichtkondensators.

Doppelschicht- kondensator

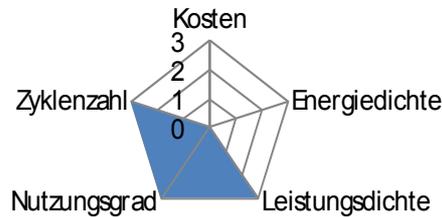


Abbildung 2-6: Kennzahlen eines Doppelschichtkondensators

DLCs kommen als Energiespeicher überall dort zum Einsatz, wo kurzzeitig viel Energie geladen und wieder abgegeben werden muss. Das Anwendungsfeld reicht von der Robotik, über Hybridfahrzeuge bis zur Bordversorgung eines A380 Passagierflugzeugs.

Wasserstoffspeicher

Die stationäre Speicherung von gasförmigem Wasserstoff kann analog der Erdgasspeicherung in Druckbehältern verschiedener Größe (5 bis ca. 100 m³) erfolgen, wobei metallische Druckröhrentanks, stehende oder liegende Tanks oder auch Kugelbehälter verwendet werden. Derartige Tankanlagen werden üblicherweise unter einem Druck von bis zu 50 bar betrieben. Eine Anlage mit 95 m³ Speichervolumen und einem Druck von 45 bar kann so beispielsweise 4300 Nm³ Wasserstoff speichern /FfE 08/.

Die Speicherung von Wasserstoff kann auch in flüssigem Aggregatzustand erfolgen. Hierfür muss der Wasserstoff auf – 253 °C abgekühlt werden.

Neben den Speichertechniken für GH₂ (Gaseous Hydrogen) und LH₂ (Liquid Hydrogen) besteht eine weitere Möglichkeit zur Wasserstoffspeicherung in der chemischen Einlagerung von Wasserstoff in speziellen Metalllegierungen oder anderen chemischen Materialien (z. B. Natrium-Borhydrid, Kohlenstoff-Nanostrukturen).

Die Wasserstoffspeicherung mit Graphit-Nanofasern auf Kohlenstoffbasis wird gegenwärtig weltweit erforscht und weist ein hohes Potenzial auf.

Speichertechnologien wie Pump- und Druckluftspeicher sind aufgrund der geringen Speicherdichte auf einen kurzzeitigen Lastausgleich ausgelegt. Als Langzeitspeicher beziehungsweise saisonaler Speicher könnte in Zukunft Wasserstoff dienen.

H₂ + Elektr. + BZ

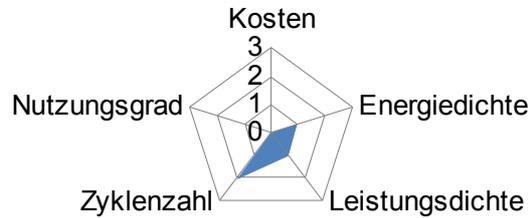


Abbildung 2-6: Kennzahlen der Wasserstoffspeicherung

Die hohen Kosten und der schlechte Wirkungsgrad stellen eine große Hürde zur Einführung von Wasserstoff als Energiespeicher dar. Auch müsste zunächst eine Wasserstoffinfrastruktur errichtet werden.

Zusammenfassung

Tabelle 2-1 und **Tabelle 2-2** stellen die wichtigsten Kenndaten der betrachteten Energiespeicher zusammen und geben einen Überblick über mögliche Anwendungsgebiete. Die Bewertungsskala reicht dabei von ★★★★★ : „sehr gut geeignet“ bis ★ : „weniger geeignet“.

Tabelle 2-1: Bewertungskriterien und Anwendungen verschiedener Speichervarianten

	Pumpspeicher- kraftwerk	CAES- Kraftwerk	AA-CAES- Kraftwerk	Blei- Akkumulator	NaS- Batterie	Li-Ion- Batterie
Systemgröße	0,1 - 1 GW	10 - 100 MW	10 - 100 MW	skalierbar	skalierbar	skalierbar
Energiedichte	0,7 kWh/m³	-	2,7 kWh/m³	30 Wh/kg	100 Wh/kg	bis 160 Wh/kg
Zyklusnutzungsgrad	bis 80 %	bis 55 %	bis 70 %	81 - 94 %	70 - 90 %	70 - 90 %
Zugriffszeit	Minuten	Minuten	Minuten	Sekunden	Sekunden	Sekunden
Investitionskosten	600 - 3.000 € / kW	600 - 1.000 € / kW	1.000 - 1.500 € / kW		1.000 - 3.000 € / kW	
Vorteile	hoher Nutzungsgrad, eher kostengünstig	viele geeignete Standorte	hoher Nutzungsgrad	kostengünstig, ausgereifte Technologie	Lebensdauer bis zu 15 Jahre, Technologie hat sich in Japan bewährt	hohe Energiedichte
Nachteile	standortabhängig, limitiertes Ausbaupotenzial	mäßiger Nutzungsgrad, Kombination mit Gasturbine nötig	Entwicklungsphase, noch nicht ausgereift	geringe Energiedichte, geringe Lebensdauer	Betriebstemperatur 290°C	Sicherheit, Lebensdauer nur ca. 5 Jahre
Regelleistung	*****	****	*****	***	****	***
Peak-Shaving	*****	***	*****	***	****	***
Notstromversorgung	***	***	***	***	****	***
Unterbrechungsfreie Stromversorgung	*	*	*	**	***	***
Black-Start-Ability	*****	****	****	***	***	***
Einspeiseglättung	**	****	****	**	****	***

Tabelle 2-2: Bewertungskriterien und Anwendungen verschiedener Speichervarianten

	Redox-Flow-Batterie	Schwungrad	Doppelschicht-kondensator	SMES	H ₂ Elektr. + BZ
Systemgröße	10 kW-10 MW	skalierbar	skalierbar	100 kW - 100 MW	0,1 - 1 GW
Energiedichte	bis 35 Wh/kg	10 Wh/kg	4 Wh/kg	1 - 10 kWh/m ³	-
Zyklusnutzungsgrad	75 - 85 %	bis 95 %	80 - 95 %	ca. 98 % ohne Kühlung	unter 50 %
Zugriffszeit	Sekunden	tausendstel Sekunden	tausendstel Sekunden	tausendstel Sekunden	-
Investitionskosten	1.500 - 4.000 € / kW	100 - 500 € / kW	100 - 500 € / kW	200 - 1.000 € / kW	2.000 - 6.000 € / kW
Vorteile	hoher Nutzungsgrad, Recyclebarkeit	wartungsarm, preiswert, hoher Nutzungsgrad bei Kurzzeitspeicherung	hohe Lebensdauer, kurze Zugriffszeit, hohe Leistungsdichte	kurze Zugriffszeit	Keine Selbstentladung
Nachteile	hohe Kosten	hohe Selbstentladung bis 20 % / h	sehr hohe Speicherkosten, Entladung bei hoher Temperatur	sehr hohe Speicherkosten, Kühlung notwendig	Hohe Umwandlungsverluste, aufwendige Speicherung, nicht ausgereift
Regelleistung	***	***	*	*	*
Peak-Shaving	***	***	*	*	*
Notstromversorgung	***	****	**	**	*
Unterbrechungsfreie Stromversorgung	***	*****	*****	*****	**
Black-Start-Ability	***	*	*	*	**
Einspeiseglättung	****	****	*	*	*

Es ist zu beachten, dass sich die Systemgröße in einem sehr weiten Rahmen bewegt. Speicher wie Akkumulatoren, Schwungräder oder Doppelschichtkondensatoren unterliegen theoretisch keinen Größenbeschränkungen nach oben, da sie in Reihe geschaltet Anlagen mit beliebiger Systemgröße bilden könnten.

Abbildung 2-7 gibt einen Überblick der einzelnen Speichersysteme hinsichtlich üblicher Systemgröße und Entladungszeit. Der Einsatz reicht vom Energiemanagement (Planung, Errichtung und Betrieb energietechnischer Anlagen), der Verbesserung der Netzspannungsqualität und der Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), bis zum tageszeitlichen Ausgleich von Nachfrageschwankungen.

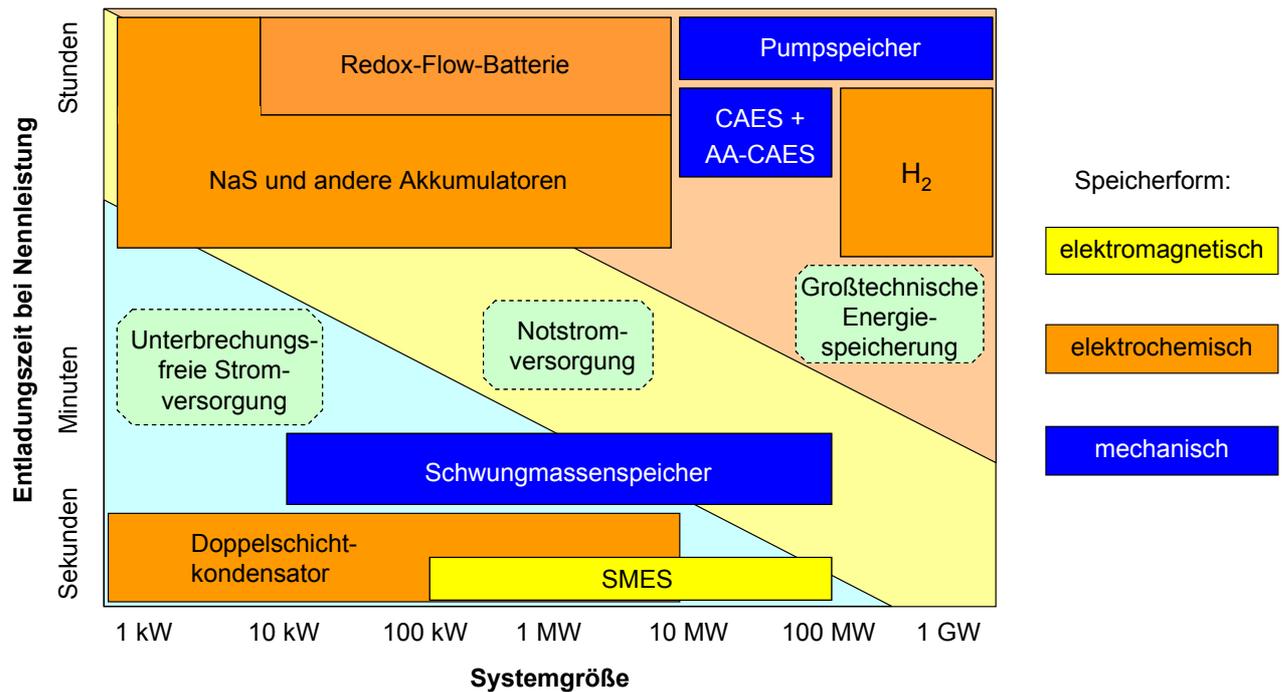


Abbildung 2-7: Speichersysteme für elektrische Energie /FfE 08/, /ESA 07/

Auch die Überbrückung längerer Netzengpässe o. ä. (Notstromversorgung) kann mit verschiedenen Speichersystemen realisiert werden. Elektrische Speicher wie Hochleistungs- und Hochenergie-Superkondensatoren und Supraleitende Magnetfeldspeicher (SMES) werden für sehr kurzfristige Schwankungen in der Stromversorgung verwendet. Elektrochemische Speicher decken einen Leistungsbereich von wenigen kW bis mehreren MW ab und liefern Energie über Minuten bis Stunden. Akkumulatoren spielen insbesondere in Kombination mit netzfernen Photovoltaik- und Windkraftanlagen eine Rolle. In Verbindung mit Windenergieanlagen werden bei Inselsystemen heutzutage bereits Schwungradspeicher und Akkumulatoren eingesetzt. Diese dienen in der Regel zur Verbesserung der Spannungsqualität und im Falle einer Windflaute oder Sturmabschaltung der Überbrückung der Zeit, bis ein bereitstehendes Dieselaggregat zugeschaltet ist.

Wie anhand der Abbildung 2-7 ersichtlich ist, stehen für die Energiespeicherung im Zusammenhang mit der Offshore-Windenergienutzung als großtechnische Lösungen bisher nur Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) zur Verfügung. Wasserstoffsysteme und adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES) sind viel versprechende zukünftige Alternativen.

3. Speichertechnologien für den mobilen Einsatz

Elektrische Energiespeicher, die im mobilen Bereich, das heißt in elektrisch betriebenen Straßenfahrzeugen (ESF), eingesetzt werden sollen, müssen zum Teil grundlegend andere Anforderungen erfüllen als Speicher im stationären Bereich. Aufgrund der hohen Ansprüche an Reichweite und verfügbares Ladevolumen in Elektrofahrzeugen spielen sowohl die gravimetrische als auch die volumetrische Energiedichte eine viel entscheidendere Rolle. In ESF eingesetzte Akkumulatoren müssen aber auch hohe, jahreszeitlich bedingte Temperaturschwankungen überdauern und dürfen im Falle eines Unfalls kein Sicherheitsrisiko darstellen. Zudem sollen ESF eine echte Konkurrenz zu benzin-, diesel- und gasbetriebenen Fahrzeugen sein, wodurch noch Forderungen an Praktikabilität (etwa ausreichend schnelle Ladefähigkeit) und Wirtschaftlichkeit hinzukommen. Im Folgenden werden verschiedene Aspekte, die im Bereich Elektromobilität von Bedeutung sind, erläutert sowie ausgewählte Batterietechnologien bewertet.

Anforderungen von Autoherstellern und Kunden

Für die Autohersteller spielen beim Einsatz von Energiespeichern für mögliche Elektrovarianten ihrer Fahrzeuge betriebswirtschaftliche Faktoren eine große Rolle, wie etwa die Konkurrenzfähigkeit der Elektrotechnologie gegenüber herkömmlichen Verbrennungsmotoren oder die Kundenakzeptanz, die wiederum Voraussetzung für die profitable Vermarktung von ESF ist.

Die eingesetzten Akkumulatoren müssen zudem gewisse Mindeststandards an Performance und Sicherheit erfüllen. Bezüglich der Sicherheit sollen in Zukunft verbindliche Standards vorgegeben werden. Weiterhin soll eine Lebensdauer des ESF von mindestens 10 Jahren gewährleistet sein, dementsprechend muss auch die Batterie eine hohe Zyklenstabilität und eine hohe kalendarische Lebensdauer aufweisen.

Die Anforderungen der Kunden an Elektrofahrzeuge sind in erster Linie durch wirtschaftliche Überlegungen bestimmt. Wichtigste Punkte, die Akkumulatoren erfüllen müssen, sind daher moderate Herstellungskosten und eine lange Lebensdauer, um einen kostspieligen Batterieaustausch zu vermeiden. Die Leistungsanforderungen an die Batterie hängen im Wesentlichen vom Nutzungsgebiet ab.

Handelt es sich um ein reines Elektrofahrzeug, dann sind die Anforderungen an die Batterie größer als bei einem hybriden Elektrofahrzeug (HESF), bei dem zusätzlich ein herkömmlicher Antrieb zur Verfügung steht. Für diese beiden Zwecke sind unterschiedliche Batterietypen erforderlich, die sich in Chemie, Aufbau und Dimensionierung grundlegend unterscheiden.

Die Batterie für ein HESF kann einen deutlich geringeren Energieinhalt besitzen, wichtig ist jedoch die Leistungsdichte (in W/kg), da man mit einer relativ kleinen Batterie große Leistungen fahren will (bremsen, boosten). Demgegenüber spielt für ein reines ESF die Energiedichte (in Wh/kg) die wesentliche Rolle, da sie bei gegebener Batteriegröße die Reichweite bestimmt und hier kein zweites System zur Verfügung steht. Aufgrund der relativ großen Batterie ist die Leistungsdichte nicht so relevant.

Neben kalendarischer Lebensdauer, Zyklenfestigkeit, Sicherheitsaspekten und Wirtschaftlichkeit ist für den Kunden der Platzbedarf im Auto entscheidend. Hierfür ist es wichtig, dass die Batterie selbst in der Form anpassbar ist, wie es in **Abbildung 3-1** der Fall ist, wodurch weniger Innenraum verloren geht. Auch die externen Systeme, wie z. B. Kühlung müssen integrierbar sein.



Abbildung 3-1: T-Förmige Batterie vom GM Volt /GM/

Anforderungen der Batterien

Um die Lebensdauer der Batterien zu optimieren und somit auch die spezifischen Kosten zu minimieren, sollte man bei der Nutzung bestimmte Eigenschaften der Batterien beachten. Nachfolgend werden die wichtigsten Anforderungen von Li-Ionen- und Blei-Akkumulatoren beschrieben.

Li-Ionen Akkus haben ein definiertes Temperaturfenster, in dem Sie betrieben werden sollen. Außerhalb dieses Temperaturbereichs treten Korrosion (bei tiefen Temperaturen) oder

Alterungseffekte und ggf. Sicherheitsrisiken (bei hohen Temperaturen) auf. Bleibatterien reagieren ähnlich sensitiv auf Temperaturveränderungen.

Li-Ionen Akkus sind sehr empfindlich gegen Über- und Unterspannungen. Bei Überladung wird die Zelle beschädigt und es kann unter Umständen sogar zum „Thermal Runaway“, einer exotherm ablaufenden chemischen Reaktion und somit zu einer Zerstörung kommen. In der Regel sind die Zellen durch ein Batteriemanagementsystem gegen solche Ereignisse geschützt.

Bleibatterien weisen bei hohen Spannungen eine hohe Selbstentladung auf. Zusätzlich treten Vergasungseffekte auf. Bei tiefen Temperaturen, kann der Elektrolyt einfrieren und es können mechanische Schäden auftreten.

Bei beiden Batterietypen kann Tiefentladung eine Korrosion verursachen. Eine Überladung führt zu einem Spannungsanstieg.

Jede Tiefentladung führt bei Li-Ionen-Akkus zur Reduzierung der Zyklenzahlen aufgrund der auftretenden Korrosion. Bei Bleibatterien sollten Vollzyklen durchgeführt werden, um einen Leistungsverlust der Batterie zu vermeiden.

Vergleich der Batterietechnologien

Lithium-Batterien haben bei der Leistungs- und Energiedichte die besten Werte. Leider lassen sich grundsätzlich nicht beide Kriterien gleichzeitig in einem System optimieren. So erreichen z.B. Li-Ionen-Akkus eine Energiedichte bis zu ca.100 Wh/kg bei einer Leistungsdichte von ca. 100 W/kg. Die Bleibatterie bewegt sich in einem Bereich von ca. 30 Wh/kg und 30 W/kg. Diese Werte sind aber gegenüber den Kosten der Batteriesysteme zu relativieren, weil Blei-Säure-Batterien um ein Vielfaches billiger sind als moderne Lithium-Batterien. Bleibatterien werden immer mehr für Mikro-Hybrid-Anwendungen genutzt, wie beispielsweise von BMW mit ihrem System "Efficient Dynamics". Im NEFZ (Neuer Europäischer Fahrzyklus) kann die Nutzung der Bleibatterie ca. 3 % der Energie einsparen. In einem BMW-Internen Fahrzyklus (nur Stadtverkehr) spart "Efficient Dynamics" bis zu 10 % der Energie /BMW 09/.

Für die serienmäßige Einführung von Elektroautos und Hybridautos ist eine deutliche Senkung der Batteriekosten nötig. Erklärtes Ziel ist es Preise von ca. 300 €/kg zu erreichen /E.ON 09/.

Deutliche Verbesserungen sind nicht nur bei der kalendarischen Lebensdauer, sondern auch bei der Zyklenstabilität vonnöten. Dies trifft im Besonderen auf das HESF zu, da hier eine Vielzahl von Mikro-Zyklen gefahren werden müssen. Auch die Temperaturbeständigkeit bedarf der Verbesserung, da sie einen großen Einfluss auf die Lebensdauer der Zellen hat.

Vehicle to Grid (V2G)

Elektromobilität stellt für Energieversorgungsunternehmen nicht nur einen neuen Absatzmarkt für Strom dar, in großer Anzahl sind Elektrofahrzeuge energiewirtschaftlich betrachtet eine zusätzliche schaltbare Last. Eine große Zahl von Akkumulatoren kann durch gesteuerte Ladevorgänge zur Regelung des Stromnetzes und zur Netzstabilität beitragen sowie die Integration erneuerbarer Energien erleichtern. Die Akkumulatoren der ESF, die vorwiegend tagsüber fahren, könnten etwa in der Nacht geladen werden. Eine zukünftige Marktdurchdringung der ESF beinhaltet demzufolge auch ein hohes, energiewirtschaftliches Potenzial.

Provisorische Daten aus aktuellen Forschungsprojekten zeigen, dass ein Elektroauto mit einer Batteriekapazität von 25 kWh durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt bis zu 300 €/a zusätzlich erwirtschaften kann /E.ON 09/.

3.Literaturverzeichnis

- BMW 09 Schaeck, *Micro-Hybrid Series Application of VRLA Batteries (AGM)*, Essen 20.01.-21.01.2009,
- CRO 03 F. Crotofino: *Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf*. Tagung „Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung“ der VDI-Gesellschaft Energietechnik, Stuttgart, 2003
- E.ON 09 Dr. Kruhl, *Management- und Betreiberkonzepte von PHEV und EV im Stromnetz aus Sicht der Netzbetreiber*, Essen, 20. Januar 2009
- FFE 07 Mauch, W.; Wagner, U., Baitsch M., Blank T.; Höpler K.: *Energiespeicher – Stand und Perspektiven*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, Juli 2007
- FFE 08 Staudacher, T.; von Roon, S.; Vogler, G.: *Energiespeicher – Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, Dezember 2008
- GAT 08 Gatzen, C.: *The Economics of Power Storage*, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 63, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, 2008
- GM General Motors, www.gm.com
- LAN 03 Johannes Lang: *Kinetische Speicherung von Elektrizität*. BINE Informationsdienst, Projektinfo 11/2003
- LEO 05 W. Leonhard: *Sind wir bei der Nutzung erneuerbarer Energiequellen auf dem richtigen Weg?* ew Heft 12, Frankfurt a. M., 2005
- TSB 07 TSB Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung Bingen: *Workshop Regelernergie und Stromspeicherung*, Bingen, 08.03.2007
- Wag 08 Univ.-Prof. Dr.-Ing. U. Wagner: *Ringvorlesung Energiespeichertechnik*, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München, 2008